

Cámara de Representantes

Comisión Investigadora sobre todo el
proceso que condujo a la construcción
de la
planta regasificadora en
Puntas de Sayago

———

XLVIIIa. Legislatura
Tercer período

COMISIÓN INVESTIGADORA

Versión taquigráfica de la reunión realizada el
día 4 de mayo de 2017
(Sin corregir)

ACTA 10

COMISIÓN INVESTIGADORA CON FINES DE INVESTIGACIÓN SOBRE TODO EL PROCESO QUE CONDUJO A LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA REGASIFICADORA EN PUNTAS DE SAYAGO

(Sesión del día 4 de mayo de 2017)

SEÑOR PRESIDENTE (Roberto Chiazzaro).- Habiendo número, está abierta la sesión.

(Es la hora 12 y 9)

——En primera instancia, vamos a dar cuenta de un asunto entrado.

(Se lee:) "Información catalogada como confidencial remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Minería en respuesta al Oficio Nº 13 de esta Comisión, de fecha 8 de febrero de 2017".

——Esto pasó por la Presidencia de la Cámara. Se trata del famoso informe Foster Wheeler y una serie de actas de Gas Sayago, del año 2011 a 2016.

Como podrán ver en el oficio que les pasamos, se está pidiendo que se catalogue esta información como de carácter secreto.

El material sobre el informe Foster Wheeler lo tenemos en *pendrive* y las actas las estamos fotocopiando.

Nuestra intención es que votemos dar carácter secreto a esta información.

Hoy les entregaríamos los *pendrives* conteniendo el informe Foster Wheeler y. en el correr de la semana próxima. recibirían copia de las actas de Gas Sayago, que se están fotocopiando.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiero hacer una pregunta para ver si interpreté bien lo que el presidente está diciendo.

Los dos expedientes mencionados aquí, el del Ministerio y el de Ancap, obviamente, están referidos a estos dos temas: al informe Foster Wheeler y a las actas del Directorio de Gas Sayago.

SEÑOR PRESIDENTE.- Así es.

Corresponde votar si damos carácter secreto a la información relativa al informe Foster Wheeler y a las actas del Directorio de Gas Sayago.

(Se vota)

——Nueve por la afirmativa: AFIRMATIVA.- Unanimidad.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Me gustaría hacer una consulta, porque hay cuestiones que es mejor plantear desde el comienzo a los efectos de que no haya dificultades. Más vale ponerse rojo una vez y no amarillo diez veces, decían los chinos.

El alcance secreto de lo que acabamos de votar implica, obviamente, no darlo a publicidad, ni distribuir el informe. El punto es hasta dónde esa obligación nos alcanza a la hora de manejar determinadas conclusiones o recomendaciones del informe. Lo pregunto desde la más absoluta buena fe, porque esto está referido a un tema que ha sido motivo de análisis en esta Comisión, que es la localización. Desde luego, no puedo entregar el informe a

nadie; si lo hago, incurro en una falta grave y seré juzgado en esa condición. Ese informe contiene información. ¿Hasta dónde llega el secreto? Inclusive, a la hora de elaborar los informes finales de la Comisión, tal vez, haya conclusiones, elementos o datos que surjan del citado informe que a cualquiera de los legisladores le puede resultar relevante.

Lo planteo para que lo definamos.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- Cuando nos convocó el presidente de la República por el petróleo que habría en la plataforma continental, había informes de empresas que tenían carácter secreto. En ese momento, dijimos que no nos comprometíamos a ningún secreto en temas que tuvieran carácter político. Se aclaró por parte de Presidencia -creo que lo mismo vale en este caso- que el secreto tenía que ver con cuestiones de tecnología de punta o de elementos que hicieran a la competitividad de unas empresas con otras, nunca con información vinculada a las cuestiones que se estaban investigando. Si se localiza en tal o cual lugar, la recomendación no puede ser secreta. De repente, el secreto tiene que ver -según lo que entendimos en aquella instancia; con ese espíritu votamos el carácter secreto- con cuestiones relativas al interés de la empresa en preservar algunos elementos de desarrollo tecnológico que, de revelarse, la perjudicarían en su tarea o con aspectos que tuvieran que ver con la seguridad nacional; no creo que este sea el caso.

SEÑOR VARELA NESTIER (Carlos).- Me parece que el planteo que hace el señor diputado Abdala es absolutamente conveniente para el trabajo de esta Comisión.

Entiendo la importancia y la delicadeza del tema que se establece como punto en cuestión.

Vamos a solicitar el tiempo suficiente para hacer las consultas necesarias, lo cual no perjudicará el trabajo de la Comisión. Debemos ser muy acertados en el manejo de la información.

Lo que señalaba el señor diputado Rubio también es correcto. Se puede diversificar la información y establecer cuáles son los elementos de especial sensibilidad para el manejo, pero reitero que me parece que sería bueno que hiciéramos las consultas respectivas, incluyendo los aspectos jurídicos, para luego poder tomar una posición como Comisión y que todos estemos acordes con la decisión a la que lleguemos.

SEÑOR PRESIDENTE.- Me parece acertado lo que plantea el señor diputado Varela. Tengo que ser absolutamente franco: la experiencia que tengo en esto es mínima. De manera que haremos las consultas del caso.

No sé si el caso que planteaba el señor diputado Rubio sería el mismo, porque nosotros debemos atenernos a un Reglamento. Capaz que la conversación que el diputado Rubio mantenía con el presidente tenía otro carácter. Es una opinión muy personal.

Antes de aventurar nada, si estamos de acuerdo, haremos las consultas pertinentes. Basados en ellas, traeré las respuestas y tomaremos posición.

SEÑOR BATTISTONI (Julio).- Creo que el tema no es secreto, sino más bien confidencial. Me parece que es necesario consultar, porque muchas veces nosotros no estamos capacitados para decidir si es confidencial o no, porque

no sabemos qué tipo de trato hizo, en su momento, la empresa pública con el asesor o con la empresa que realizó el informe respecto a lo que se estaba informando. No sé si me explico. Yo sería cauto.

En realidad, no puedo decir que es solo un tema de localización y que ahí no hay problemas que no puedan ser públicos, porque no lo sé; no sé qué contrato estableció Gas Sayago con la empresa y, en definitiva, de qué manera nosotros no estaríamos comprometiendo al Estado.

Gracias.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Comparto todo lo que se ha dicho. Creo que ha sido una reflexión muy positiva. Por supuesto, acompaño el planteo que hacía el señor diputado Varela. Entiendo que es de orden y es un buen camino para zanjar esta situación que tenemos pendiente.

Quiero recordar, abonando a lo que decía el señor diputado Rubio, que el doctor Méndez, cuando compareció a la Comisión, hizo referencia, precisamente, a información de carácter técnico, que era reservada, confidencial y que, eventualmente, podía afectar datos privilegiados de esta u otras empresas, pero él mismo se refirió a las conclusiones. Recuerdo que, inclusive, estuvo hurgando en su computadora para ver si encontraba el informe para leer las conclusiones referidas a la localización que, de hecho, es lo que más nos importa. Lo dejo simplemente como un dato que capaz nos ayude a que podamos ir por ese camino. Si las autoridades lo ratifican, solucionaremos el problema.

SEÑOR PRESIDENTE.- Entonces, de momento, se les va a proporcionar la información a ustedes y harán el manejo particular que corresponde. Si están de acuerdo, traeremos una respuesta para ver cómo funcionaría esto.

(Apoyados)

——Estábamos conversando con la Secretaría sobre la agenda tentativa.

Habrán visto que hemos trasladado para el día 29 de junio la visita de los señores Germán Riet y Raúl Sendic, ambos en carácter de expresidentes de Ancap. Un impedimento personal de Germán Riet nos obligó a hacer este corrimiento de fecha.

Con respecto a las citaciones que tenemos para los días 15 y 22 de junio, en las que convocaríamos a los exdirectores -aún no los hemos llamado-, quiero consultarles si creen pertinente mantener ese llamado o creen que es viable eliminarlo o reducirlo, en función del tiempo de que disponemos. No estoy pidiendo que lo resuelvan ahora; quizás ustedes lo quieren meditar y contestar en la próxima sesión si es viable o no. Simplemente, estoy pensando en la economía de tiempo.

Quiero hacer la misma pregunta -en este caso, me parece hasta más razonable- con respecto a la sesión prevista para el día 6 de julio, en la que citaríamos al exdirector de la ANP y al exdirector de Ancap, Fernando Acuña.

De manera que les pido que tengan la gentileza de evaluar si es necesario mantener esas tres citaciones o podemos eliminarlas -siempre pensando en la economía de tiempo- y si fuera posible den su respuesta en la próxima sesión.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiero hacer una consulta sobre la agenda del día de hoy.

Para nosotros es muy importante el testimonio de los funcionarios de UTE y de Ancap a nivel gerencial, es decir, de los funcionarios de las Divisiones Planificación y Jurídica. Me he enterado -podrá ser corroborado por la Secretaría- de que la definición o la autorización -si así se la puede llamar- para que comparezcan el ingeniero Mosto y la doctora Ramón provino del Ministerio de Industria, Energía y Minería que, según tengo entendido, es el que procesa estas decisiones. Esto me parece muy llamativo -lo digo con total honestidad-, porque la UTE es un organismo autónomo. Se me ha dicho que ha habido dificultades para definir la agenda en función de que han tenido que llamar reiteradamente y que, cuando llaman a UTE, lo derivan al Ministerio de Industria, Energía y Minería. No me parece que esta sea una situación muy normal -lo digo sinceramente- porque se trata de un funcionario de UTE, no del Ministerio. UTE no está sometida a la jerarquía del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Reitero, me llama la atención.

Por supuesto, en esto no hay el más mínimo cuestionamiento a la Mesa, a la Secretaría ni a la Presidencia, que sé que actúan con transparencia y eficacia, pero a nosotros nos interesa la comparecencia de determinados funcionarios en forma personal, no porque los mande el Ministerio, no para que vengan institucionalmente en nombre de la UTE; para eso, ya vino el Directorio. A nosotros nos interesa el testimonio de determinados funcionarios que, como actuaron, son funcionarios de UTE o de Ancap. Inclusive, tengo aquí una nómina -no es muy extensa- que quiero dejar planteada porque no se agota en estos dos que aparentemente la señora ministra habilitó o resolvió que vinieran en el día de hoy. Lo digo con toda transparencia y honestidad, porque esa es la información que me llegó.

Por supuesto, habría que recibir a todos: a los que mande la señora ministra y a los que cualquier señor legislador solicite. Pero nosotros, en particular, queremos escuchar también -por ejemplo, de la UTE- al gerente de Planificación, ingeniero Jorge Cabrera -no sé si ya se manejó que viniera-, y al doctor Jorge Alem, quien ya vino integrando el Directorio, pero nos interesa que venga individualmente, como gerente de Jurídica. Hablo de funcionarios de UTE.

Además, creo que la comparecencia de los funcionarios, así como de los directores de Ancap y de UTE -que vienen de forma personal e individual; esa es la dinámica de las comisiones investigadoras-, en la medida de lo posible, también debería ser personal e individual. Muchas veces, de esas comparecencias -no estoy pensando en ningún caso en particular- pueden surgir contradicciones o puede aprovecharse mejor el tiempo. Lo planteo, porque el mismo tiempo dedicado a un testimonio rinde bastante más que dedicado a dos o tres testigos, o a tres personas o declarantes que vienen a hablar sobre el mismo tema.

Esta era la inquietud que quería trasladar.

SEÑOR PRESIDENTE.- Espere un minuto, voy a hacer una consulta a la señora secretaria.

En primer término, el pedido de comparecencia fue a la presidencia respecto de gerentes y funcionarios de las Divisiones de Jurídica y de Planificación. ¿Qué quiere decir? Que cuando ustedes pidieron las entrevistas no señalaron nombres en particular.

En segundo lugar, tengo los *mails* que me está mostrando la señora secretaria -están a disposición de ustedes-, y siempre actuamos con transparencia. Estamos canalizando todos los pedidos a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Se hace el pedido al ministerio y lo recibe la secretaria general, Fernanda Carmona, quien lo deriva a la UTE, y es el organismo el que asigna a los funcionarios.

Me da la sensación de que la información que usted tiene no es correcta, porque de estos mensajes surge que fue UTE la que designó estos dos nombres y que no hubo intervención del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Al menos, es lo que surge de esta documentación y a la cual me remito. Si usted, en particular, quiere que sea citado alguien, con mucho gusto tomo los nombres y hago las citaciones. En este caso -como dicen ustedes-, no es de recibo su comentario; lo digo en el buen sentido.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Creo que es de recibo, porque en algún sentido se presta a confusión. Además, creo que los directores de UTE son lo suficientemente grandes y responsables -el señor presidente también- como para comunicarse directamente e invitarlos. Pero todos sabemos los bueyes con los que aramos y sabemos que todo está muy centralizado en el Ministerio de Industria, Energía y Minería. A esta altura, no me importa mucho quién designa las personas que vienen; me importa que vengan las que la Comisión solicita.

Desde un inicio dije que acá no había el más mínimo cuestionamiento a lo actuado por parte de ustedes. Simplemente -de aquí para adelante-, propongo que se agreguen otras personas y que, en la medida de lo posible, vengan en forma individual y personal. Yo no sé si las dos personas que vienen hoy van a comparecer conjuntamente, pero concurren por asuntos que no tienen nada que ver uno con el otro. Una cosa es la perspectiva de este tema desde el área de planificación y otra desde el área jurídica; me parece que deberían venir por separado.

Entonces, quiero agregar al ingeniero Jorge Cabrera y al doctor José Alem para coordinar una próxima visita. Además, en el caso de Ancap, nos interesa mucho que venga el gerente de Jurídica, doctor Leonardo Bianchi, la señora Flavia Di Cicco y el ingeniero Gerardo Marcelli, gerente actual del Área de Planificación. La idea es que estas entrevistas se coordinen a futuro.

SEÑOR PRESIDENTE.- El hecho de que hoy comparezcan juntos fue un agrupamiento que llevamos a cabo nosotros, en la medida en que pertenecían al mismo organismo. Le voy a ser franco: lo llevé a cabo yo.

¿Usted considera pertinente que estas personas que citó comparezcan por separado todas y cada una de ellas?

SEÑOR ABDALA (Pablo).- No quiero perturbar el trabajo de la Comisión, pero me parece que lo ordenaría.

SEÑOR PRESIDENTE.- Si usted entiende que es así, lo haremos.

Estamos en condiciones de recibir a nuestro invitado.

(Ingresa a sala el ingeniero Beno Ruchansky, expresidente de UTE)

——Tenemos el agrado de recibir al ingeniero Beno Ruchansky, a quien agradecemos su buena disposición para colaborar con esta Comisión Investigadora sobre el tema de la regasificadora de Ancap.

Cabe aclarar que esta Comisión Investigadora extiende su lapso de estudio desde los inicios del proceso de la regasificadora y que culmina cuando se interrumpen los trabajos, a partir del retiro de la firma OAS. De más está decir que si se le hace alguna pregunta sobre el período posterior y usted la quiere contestar, no hay problema; si usted entiende que no es pertinente, está en todo su derecho de no hacerlo.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Me sumo a la bienvenida al ingeniero Beno Ruchansky y es un gusto tenerlo aquí. Más allá de orígenes políticos o partidarios y de la posición que nos tocó ocupar en el período en que fuera presidente de UTE, todos tenemos el recuerdo de un presidente del Directorio muy ejecutivo y muy receptivo de los planteos que provenían del Parlamento. En ese entonces, tuvimos con él una relación muy constructiva. Llegamos aquí con la expectativa de obtener información que resulte muy provechosa y útil al trabajo de esta Comisión.

Obviamente -como dijo el señor presidente-, vamos a hacer consultas referidas al período en que al ingeniero Beno Ruchansky le tocó actuar en la presidencia de UTE y, por lo tanto, en todo lo que al proyecto de la planta regasificadora concierne, en un momento muy particular, en el inicio. Creo que es una etapa de esta historia y, en función de que es la inicial, a mi juicio resulta relevante porque hace referencia a cómo en aquel momento se concibió este proyecto. Como todos sabemos, con el paso del tiempo y en función de las distintas etapas que se fueron sucediendo, experimentó modificaciones muy importantes en cuanto a aspectos vinculados a la localización, a la escala productiva, a la propia concepción del negocio; sobre esos aspectos generales es que nosotros queremos consultar.

Si no recuerdo mal, al término del mandato del ingeniero Beno Ruchansky -un poco más, un poco menos- se constituye Gas Sayago. Me interesaría saber cuál era la visión que en ese momento se tenía en cuanto a la función y al rol de Gas Sayago, más allá de lo que estrictamente dice en su objeto. La contracara de eso, obviamente, era el proyecto que en ese momento también se estaba concibiendo, construyendo o estructurando, en los aspectos que ya mencioné. Aquí aparece el tema de la localización como un tema importante que, a nuestro juicio, claramente ha tenido contradicciones en el ámbito de esta Comisión, en función de distintos testimonios que se recibieron.

Según nos dijo la Armada Nacional, se estaba pensando en una localización en Zona Alfa. La Armada nos dijo que fue consultada en aquel momento con relación a esa alternativa y también con relación a la posible ubicación de la planta en la zona de Piriápolis. Sobre ese aspecto también nos gustaría recibir información del ingeniero Beno Ruchansky.

En cuanto al tema vinculado con la oferta y la demanda y con la escala productiva de la planta regasificadora y los diez millones de metros cúbicos, que se resolvió fuera su capacidad productiva diaria, aparece el factor

Argentina como un elemento relevante, que es tema de discusión hasta el día de hoy. Inclusive, cuando compareció el actual presidente de UTE, el ingeniero Casaravilla, nos trasmitió o, por lo menos, reveló que hubo miradas distintas desde el propio Gobierno desde el punto de vista del análisis técnico. Es decir, una fue la proyección de la Dirección Nacional de Energía -recuerdo que el ingeniero Casaravilla dijo que los números los hicieron otros; no lo dijo necesariamente incluyendo en ese término una valoración subjetiva, era un dato objetivo- y otra de UTE, que hizo sus propios números. Desde el punto de vista de UTE era muy diferente el resultado y la situación para el país o para el proyecto si existía o no la posibilidad de colocar allí los excedentes de producción y, por lo tanto, si estaba o no la Argentina como socia del Uruguay en el emprendimiento que efectivamente se impulsó.

Desde el inicio este fue un proyecto binacional, y deduzco que en la etapa que le correspondió al ingeniero Beno Ruchansky así se estableció. Me parece que es también muy importante recibir información sobre eso y conocer la valoración que el ingeniero haga de las circunstancias de que esta condición haya cambiado, de que el proyecto haya dejado de ser binacional y de que, por lo tanto, el Gobierno nacional haya resuelto, sin perjuicio, ratificarlo y seguir adelante.

Creo que sería interesante conocer, en la etapa inicial y en la que a nuestro visitante le tocó actuar, cuáles fueron los niveles de capitalización de UTE en Gas Sayago, a los efectos de su formación y puesta en marcha.

Como no quiero abrumar a la visita, dejo por acá un primer conjunto de interrogantes. Después, quería preguntar por algunas decisiones concretas que están en las resoluciones de UTE que hemos recibido, vinculadas con acuerdos que se firmaron en esa etapa con distintas empresas, acuerdos de confidencialidad, etcétera. Repito, esto lo desgranamos en una segunda intervención para darle tiempo el ingeniero que pueda organizar sus respuestas.

Por ahora, lo dejaría por acá.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Voy a comenzar a responder las preguntas que hizo el señor diputado Pablo Abdala. Trataré de ordenarme un poco en la exposición de manera de abordarlas a todas.

Obviamente, me voy a referir al período en el cual estuve al frente de la UTE. Este período se solapó con los inicios del proyecto de la planta regasificadora en el último año y medio; o sea, todo empieza a partir de un acuerdo que se hace entre Uruguay y Argentina, en particular, entre el ministro Jorge Lepra y el ministro Julio de Vido. Este acuerdo que, si no recuerdo mal, fue por junio o julio de 2007, en el cual ambos países se plantean explorar la posibilidad de avanzar en la construcción de una planta regasificadora. En este sentido, la planta regasificadora no era un fin en sí mismo, era un medio. ¿Un medio para qué? Para que el país pudiese llegar el gas natural.

Durante la segunda presidencia del doctor Sanguinetti y siendo ministro de Industria, Energía y Minería, el doctor Abreu, precisamente, en el plano de la diversificación de las fuentes energéticas del Uruguay, se lanza esa idea de la necesidad de hacer ingresar el gas natural. Fue una idea que en su momento tuvo un amplio apoyo, y se consideró que efectivamente era una

necesidad para el país que entrase un nuevo recurso energético, en particular, el gas natural, dada la coyuntura que había en ese momento, en la cual se contaba con gas natural en forma abundante y a precios muy competitivos en la República Argentina.

A partir de esa idea inicial, se comienza a dar pasos que, como todos ustedes saben, culminan en la construcción de un gasoducto muy importante, que es el gasoducto Cruz del Sur, que vincula Argentina con Uruguay, en particular, Buenos Aires con Montevideo. Ese gasoducto Cruz del Sur, obviamente, requiere de inversiones, que son hechas por el sector privado, pero que contenían un ancla, que eran contratos que tenían UTE y Ancap de reserva de capacidad, que posibilitaban que parte de los ingresos que obtuviera quien hiciera el gasoducto provendrían, en este caso concreto, de las empresas públicas uruguayas del sector energético.

En ese contexto, UTE se plantea que el ingreso de gas natural le va a permitir la utilización de esta fuente en la generación térmica, desplazando gasoil y fuel oil. Obviamente, el gas natural tenía mejoras importantes respecto de estos dos combustibles, como el precio, el tema medioambiental y, además, la utilización en las centrales térmicas de gas natural, comparado con la utilización de gasoil, permitía aumentar la vida útil de las máquinas. O sea, era ventajoso por varios motivos.

Como ustedes saben, lamentablemente, a partir de 2004, una situación problemática en Argentina con respecto al gas natural, y la imposibilidad de hacer frente a los contratos que había suscrito con países vecinos -Chile, Uruguay, Argentina- hace que la posibilidad del ingreso de gas natural vía gasoducto al Uruguay se cortara. Es en ese contexto cuando uno se pregunta si esta posibilidad de diversificar la fuente mediante la incorporación de gas natural no se puede hacer vía el gasoducto con Argentina, exploremos otra posibilidad, dado que existe una tecnología. Precisamente, la que en ese momento estaba tomando aliento era la de utilizar gas natural mediante una temperatura muy baja, temperatura criogénica; es decir, disminuir su volumen, transportarlo de esa manera y luego regasificarlo. Esa posibilidad de alguna manera nos independizaba como fuente del oferente argentino y nos ponía en la perspectiva de mirar hacia el mundo.

Recuerdo una venida al Parlamento en el año 2005, en la cual se nos planteó si se estaba estudiando la posibilidad de que el gas ingresara a la matriz mediante una planta regasificadora y, en aquel momento, respondimos que, efectivamente, como opción se estaba estudiando, pero que las escalas mínimas técnico-económicas eran demasiado grandes para lo que podía ser la demanda uruguaya; por lo tanto, todavía eso no estaba a precios competitivos.

El tiempo fue pasando y en el año 2007, Argentina pone en marcha una planta regasificadora en el puerto de Bahía Blanca. Obviamente, con nuestras contrapartes argentinas teníamos contacto permanente. En particular, había una comisión que tenía que ver con el andamiaje de Salto Grande y con el convenio de interconexión que hay entre Uruguay y Argentina, por lo cual nos reuníamos periódicamente, cada seis meses, con las autoridades argentinas e intercambiábamos comentarios sobre la situación energética de cada país. En ese momento, precisamente, comenzamos las conversaciones con los argentinos sobre la posibilidad de construir una planta en Uruguay que pudiese

utilizar esa inversión, que en ese tiempo estaba muy subutilizada, que es el gasoducto Cruz del Sur, que fue concebido con capacidad para poder transportar 6.000.000 de metros cúbicos día y que estaba transportando 300.000.

Fue en ese contexto que ellos dijeron que instalaban su planta regasificadora en Bahía Blanca y que estaban estudiando la posibilidad de instalar una en las cercanías de Buenos Aires. Pero tenían un problema muy importante, ya que es muy llana esa zona y se necesita dragar mucho, además hay otras complejidades. La posibilidad de instalar la planta regasificadora en Uruguay, revertir el flujo del caño -que ahora está siendo prácticamente inutilizado- y llegar al anillo de Buenos Aires, que es el principal centro de consumo de Argentina, era una posibilidad interesante para explorar. ¿Por qué? A los argentinos les servía porque no tenían que hacer obras incrementales. Y a nosotros nos servía porque esa masa crítica de consumo que no teníamos, al compartirlo con Argentina, sí nos permitía hacer viable el proyecto. Esa fue la génesis por la cual se comenzó a explorar, conjuntamente con Argentina, la posibilidad de construir una planta regasificadora, que permitiese cumplir con aquel anhelo de fines de los años noventa de que el gas natural pudiese ingresar a la matriz energética uruguaya y, en particular, que pudiese ser usado en la generación eléctrica en las plantas térmicas.

A partir de ahí, se comienzan los estudios. En primer lugar, se hacen reuniones periódicas en una comisión mixta que se forma entre Argentina y Uruguay -no recuerdo la periodicidad, pero debía ser cada tres meses alternativamente, en un país y en otro-, tratando de dar un marco de viabilidad a este proyecto. Nos reunimos periódicamente durante un año o año y medio, y tirábamos elementos de juicio sobre la mesa. Hay que ser muy claro: la asimetría era muy grande y sigue siendo. Argentina era un país con una vasta historia y experiencia en gas natural; nosotros, habíamos incursionado en el tema recién hacía unos pocos años. Además, Argentina ya tenía funcionando una planta regasificadora. O sea que, para nosotros esto era más que nada aprender.

Durante ese período, fueron bastante fructíferos y productivos los intercambios que tuvimos. Básicamente, fueron construyendo en nosotros la idea de que existía una posibilidad cierta de que ese proyecto pudiese concretarse.

Por otra parte, si el proyecto podía viabilizarse, necesitábamos un instrumento para hacerlo posible. ¿Cuál podía ser el instrumento por el cual tres empresas públicas, dos del Uruguay -Ancap y UTE- y una de Argentina -Enarsa-, se asociaran para llevarlo adelante?

Yo no soy experto en el tema jurídico, pero las partes jurídicas de ambos países analizaron el tema y llegaron a la conclusión de que había que crear un instrumento -que fue Gas Sayago- que permitiera realizar la obra tal como estaba prevista. Inclusive, en algún momento se llegó a cuestionar que fuera sociedad anónima y se propuso hacer algo parecido a la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande. Esa posibilidad se analizó jurídicamente y se vio que formalmente generaba algunas dificultades. Por ejemplo, Salto Grande es una obra físicamente compartida entre los dos países y, en este caso, toda la obra estaría en Uruguay, más allá de que se exportase a Argentina

Entonces, se decidió la viabilización del proyecto, obviamente, en el caso de que luego de la parte exploratoria diese que era factible hacerlo, que podía jugar un rol como instrumento Gas Sayago.

Hasta que yo estuve -es decir, fines de abril de 2010-, Gas Sayago tenía, reitero, un rol meramente instrumental. Es más: se conformó con funcionarios de UTE y de Ancap -algunos trabajaban a tiempo completo y, otros, eran *part time*-, y de Enarsa. O sea que el presupuesto que tenía era mínimo. Además, funcionaba en los locales de UTE. En aquel momento, acondicionamos un piso del viejo edificio de la Imprenta para que trabajaran los funcionarios que estaban analizando el proyecto de la regasificadora.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Me gustaría precisar una fecha: ¿aproximadamente en qué año se constituye formalmente Gas Sayago?

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Debe haber sido a fines de 2009.

(Diálogos)

——Continúo.

En ese contexto, se empezó a trabajar en los aspectos técnicos y jurídicos. Se hicieron dos consultorías en ese sentido.

En los aspectos técnicos, una de las decisiones esenciales era la localización.

En este punto debemos tener en cuenta que la localización dependía de otra decisión importante: el tipo de proyecto a nivel de abordaje tecnológico que se iba a plantear. Había que decidir si se iba a hacer una planta en tierra, es decir, una planta *onshore*, con un importante tanque para almacenaje, o se iba a optar por la tecnología *offshore*, o sea un buque que actuara como regasificador y como almacenaje. Como todas las cosas, estas opciones tenían pro y contra. La primera, tenía la ventaja de ser la más utilizada -tecnológicamente ya había sido probada en todo el mundo- y de brindar una capacidad de almacenamiento importante, y la desventaja era que era muy costosa. La segunda, tenía la desventaja de que si bien era una tecnología que no estaba dando sus primeros pasos -porque ya estaba consolidada en otros lugares-, no era de aplicación tan extendida, y la ventaja de ser menos costosa y de dar mayor flexibilidad al proyecto.

Por lo tanto, en esa etapa todavía estábamos en la exploración de por cuál alternativa volcarnos. Todo parecía indicar que la alternativa era la de un buque regasificador, sobre todo, dadas las connotaciones que tenía este proyecto que, si bien era binacional, no podía estar ajeno al momento que estaban pasando las relaciones entre Argentina y Uruguay. El razonamiento era intentar ir por un proyecto que tuviera el menor costo hundido posible, porque si esto no salía del todo bien, debíamos tratar de que los costos fueran mínimos. Digo esto porque estaba latente la posibilidad de que si hubiese problemas la demanda argentina saliese del proyecto. En consecuencia, tratamos de minimizar las inversiones, de manera que si en un momento no es factible para la demanda uruguaya, un crecimiento futuro pueda absorber la capacidad ociosa de la planta.

Todos estos elementos técnicos fueron motivo de discusión permanentemente.

En el caso de que la planta fuera *onshore* -es decir que estuviera en tierra-, la ubicación que aparecía como más viable era la de Puntas de Sayago. La otra opción era que la planta fuera *offshore*, o sea, que se utilizase un buque regasificador. Hasta el momento en que yo estuve, se había contratado una consultora para estudiar los posibles sitios. Si no recuerdo mal, en aquel momento eran siete los sitios a estudio, y estaban sobre la costa de Uruguay, desde Puntas de Sayago hasta Piriápolis. Luego, yo ya no estuve, pero si no recuerdo mal, a fines de 2010 la consultora dio sus consejos en cuanto a la localización que debía tener esa planta.

Otro tema que también formó parte de la discusión de la construcción de una planta regasificadora fue cuál sería su capacidad. Obviamente, ya sabíamos que en esto íbamos a tener una restricción: si el gasoducto Cruz del Sur tenía capacidad para 6.000.000 de metros cúbicos diarios, Argentina iba a tratar de que esa cantidad fuera para su país, con lo cual nos iba a plantear una planta de una capacidad de 10.000.000 de metros cúbicos diarios compartida entre los dos países, para que ellos -que tenían necesidad de tener ese gas-, le pudieran sacar el mayor rédito posible a la capacidad del gasoducto Cruz del Sur. Fue por esa razón que se empezó a hablar de una planta de 10.000.000 de metros cúbicos diarios, más allá de que desde el punto de vista de la demanda uruguaya, si no se contaba con esa demanda argentina, eso era excedentario.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Entonces ¿la condición que puso Argentina para entrar en el proyecto fue que esa fuera la escala?

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Yo no diría que fue una condición. Lo que planteaba Argentina es que para ellos era mucho más conveniente un proyecto de esa escala porque le permitía llegar con una cantidad interesante de gas natural a Buenos Aires, utilizando la capacidad ociosa que en ese momento tenía el gasoducto. Inclusive, en algún momento hablamos de un rango -debe haber algún documento al respecto- de entre siete y diez; obviamente, nosotros tratábamos de que fuese menor, pero entendíamos que si era un proyecto con una vida útil de quince o veinte años, era razonable plantear cierta holgura.

Estas son las cuestiones esenciales con respecto a cuál fue el origen de esto y cuáles fueron en aquel momento las principales ideas que se manejaron para poder avanzar en este proyecto, siempre -y esto debe quedar claro- sobre la base de que el proyecto se iba a hacer, obviamente, si se lograba mostrar su factibilidad y sortear los obstáculos que fueran apareciendo en el camino. Tanto es así, que en el propio acuerdo de la multipartidaria apareció el tema de la planta de regasificación y se planteó seguir explorando este camino junto a otros para ver si efectivamente valía la pena hacer el proyecto.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Agradezco mucho al ingeniero Ruchansky porque ha sido muy claro en su exposición.

Voy a repreguntar sobre dos aspectos.

En primer lugar, cuando se manejó, según nos trasmitió la Armada, la localización en la Zona Alfa ¿ese momento histórico coincide con esta etapa? Quisiera saber si esto fue así y, en ese caso, si se descartó a partir del informe al que usted se refirió, que no nombró, pero supongo debe ser el informe de la consultora Foster Wheeler.

Con relación a la escala productiva, entiendo que cuando el ingeniero Ruchansky dejó su cargo estábamos en la etapa donde el proyecto todavía era binacional. Deduzco que después dejó de ser binacional, es decir, que Argentina se retiró posteriormente. Por lo tanto, sobre eso no le voy a preguntar. Sí voy a consultarlo sobre algo que dijo: que desde un inicio lo que hacía viable el proyecto -lo manifestó textualmente- era compartir la producción con la República Argentina. Entonces, pregunto: a su juicio y pensando en la etapa en la que usted conducía a la UTE ¿la ausencia de Argentina en su condición de coinversor con Uruguay en la construcción de este proyecto, cambia radicalmente las cosas, define otro escenario? Si el proyecto solo era viable con la presencia argentina, debemos deducir que de esa manera se vuelve inviable. Puede haber otro sustitutivo -no digo que no- pero, si entendí bien, el proyecto en el que se estaba trabajando tenía a Argentina como una presencia indispensable a los efectos de su viabilidad.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- El informe de Foster Wheeler es posterior a mi presencia en la presidencia de UTE. Por tanto, no puedo expedirme sobre él.

Con respecto a los otros temas, voy a ser claro en mis palabras.

El proyecto en esas condiciones empezó a concebirse en conjunto con Argentina a mediados de 2007. De acuerdo al desarrollo tecnológico que estaba teniendo en ese momento el sector de gas natural licuado, sabíamos que por la demanda uruguaya sola, si el proyecto lo hacíamos para nuestro país, no resultaba viable.

El tema es -no voy a hablar de 2010- que después las tecnologías fueron evolucionando; en muchos casos fueron bajando costos, y en otros -inclusive estando yo-, aparecieron algunas propuestas de tecnologías modulables, por lo que se decía que podía no hacerse una inversión que involucrara una capacitad de regasificación de 10.000.000 de metros cúbicos diarios, y hacerse una de 5.000.000 de metros cúbicos, que después se podía ampliar.

La demanda uruguaya de 2007 también mostró un crecimiento muy importante -ya venía creciendo, pero ese año más-, por encima del promedio que venía creciendo. También había otro elemento, supongo que quienes me precedieron en esta Comisión lo habrán planteado: el tema de Aratirí. En algún momento aparecieron 200 megavatios, que para el sistema uruguayo es una cantidad muy importante. No era lo mismo concebir la demanda de energía eléctrica con Aratirí que sin ella.

Por otro lado, el otro tema importante -que va en el sentido de lo que el diputado Abdala decía- es que las características tecnológicas del proyecto cambian completamente sus costos y, en particular, cómo se asignan. ¿Qué quiero decir con esto? Que el costo de una planta de regasificación -independientemente de que haya o no en el mercado- de 10.000.000 metros cúbicos diarios no es el doble del de una 5.000.000 de metros cúbicos, porque no es proporcional; no tiene esa relación. Sin duda, es un poco más cara, pero no el doble. Pero lo que principalmente influye en esto es si la planta, además, debe tener logística portuaria, si se deben realizar dragados, que tienen un costo, es decir, si tiene que haber obras complementarias, que son las mismas que hay que hacer para una de 5.000.000 de metros cúbicos o de 10.000.000 de metros cúbicos. ¿Cómo incide eso en el total? Cuando se divide sobre toda la demanda, se obtiene la respuesta.

Entonces, también en eso influía, porque en algún momento, en esa visualización que nosotros teníamos de tratar de que los costos hundidos fueran los menos posibles, aparecieron algunos oferentes que dijeron: "Nosotros tenemos una tecnología que tiene muy poco costo hundido; es una tecnología de boya". Inclusive, en aquel momento plantearon -ese es uno de los siete puntos que estudió *Foster Wheeler*-, que estuviera en la entrada del puerto y que fuera una boya rotante.

Por tanto, no es lo mismo -en ese caso, la capacidad de regasificación incide un porcentaje en el total de las inversiones- que se diga que en lugar de boyas, se deben poner muelles y escolleras, y hacer inversiones adicionales.

Por eso dijo que no hay que manejarse con proporcionalidades porque depende del tipo de proyecto del que se estuviese hablando.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- En primer lugar, quiero agradecer la presencia del ingeniero Ruchansky, y la claridad con la que realizó su exposición, que nos va aclarando el panorama.

Usted dijo que partiendo de una misma inversión -con escollera y dragado-, el costo fijo de regasificar 10.000.000 o 5.000.000 de metros cúbicos es el mismo, pero que el metro cúbico, por regasificar 5.000.000, saldría mucho más caro. En ese caso -lo pregunto- cambia la perspectiva de viabilidad del proyecto en cuanto al costo que tendrá el producto.

El ingeniero Ruchansky también aclaró que se planificó una planta de 10.000.000 de metros cúbicos por día porque 6.000.000 estaban dirigidos a Argentina.

Por otro lado, quisiera saber cuál era el consumo estimado por UTE, y si en ese consumo -creo que eso ya lo respondió, pero lo pregunto igual- estaba incluido Aratirí, hablando de la planta de 10.000.000. En síntesis, quisiera saber cuál era el consumo que UTE estimaba que iba a tener de gas, y si en ese consumo estaba incluida Aratirí.

Argentina manejaba un volumen de 6.000.000 de metros cúbicos diarios, y me gustaría saber si se manejó algún precio para esa compra. También quisiera saber si hubo algún contacto con proveedores de gas natural líquido, y si en aquel momento, para el estudio de la viabilidad, el proveedor dio algún precio estimado; quiero saber a cuánto íbamos a comprar nosotros.

Usted también dijo que Aratirí era un elemento presente, y por eso quisiera saber, cuando se retira Argentina -una vez que Aratirí no está; sobre todo con el retiro de Aratirí-, qué demanda o proyección de demanda tenía prevista UTE para justificar la inversión en esta regasificadora.

SEÑOR SÁNCHEZ (Alejandro).- Creo que muchas veces se toma como sinónimos la demanda de gas de Argentina con la participación de ese país en el emprendimiento.

¿Qué quiero decir con esto? Que Argentina tiene una demanda, y que yo puedo abastecerla con una empresa netamente uruguaya o con una binacional. Entonces, creo que las cosas se confunden porque se están tomando como sinónimos. Se dice que la demanda Argentina no iba a estar presente si no participaba del proyecto.

Por tanto, me gustaría -si se puede hablar sobre el tema- saber cuál era la demanda estimada de gas en Argentina, principalmente en el anillo de Buenos Aires.

Además, se habló sobre la posibilidad de producir 6.000.000 metros cúbicos diarios por el gasoducto Cruz del Sur, pero nosotros tenemos dos gasoductos que conectan Argentina con Uruguay, por lo que me gustaría saber cuál es la capacidad del otro.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Voy a empezar contestando la última pregunta del diputado Rubio.

Nosotros no manejamos precios en ningún momento; a los efectos de avanzar en los temas de prefactibilidad económica manejamos precios internacionales, pero no tuvimos contacto con ningún comercializador de GNL.

Por otra parte, Aratirí aparece en esos momento; se empieza a hablar de Aratirí en 2009 y en 2010 comienza a tomar fuerza. Entonces, en las evaluaciones tomábamos en cuenta dos escenarios: uno con Aratirí y otro sin ella, porque eso influía mucho en los resultados.

En cuanto a qué demanda se planteaba UTE en aquel momento, los estudios a partir del acuerdo de la multipartidaria hablaban de una cantidad específica, mínima, de incorporación de renovables no convencionales, en particular eólica. Se hablaba de 300 megavatios y de 200 megavatios de biomasa; las proyecciones de la expansión del parque de generación de UTE se manejaban, más o menos, en esos términos.

En consecuencia, sobre la base de que ya teníamos centrales que podían funcionar con gas natural -como los 300 megavatios de la central de Punta del Tigre y los motores que teníamos, haciendo una pequeña inversión adicional, con 80 megavatios, que podían funcionar con gas natural-, y se estaba considerando la ampliación del parque térmico con un ciclo combinado, pensamos que en pocos años podíamos llegar a una demanda de entre 3.000.000 y 4.000.000 de metros cúbicos diarios.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- ¿Con Aratirí?

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Bueno, había dos escenarios: con Aratirí y sin Aratirí; con Aratirí íbamos a llegar antes a esas cifras.

Además, se pensaba -esa era la idea original- que la demanda residencial, comercial e industrial de Uruguay -que estaba muy deprimida por el precio y por el tema la seguridad del suministro-, una vez que tuviera un precio competitivo y una seguridad de suministro razonable iba a crecer y podía llegar hasta 1.000.000 de metros cúbicos diarios. Esos eran los planteos que se hacían hasta ese momento.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quería agregar una consulta sobre el mismo tema; por supuesto, si está en el conocimiento o el recuerdo del ingeniero Ruchansky.

Como muy bien dijo el diputado Sánchez -por supuesto que lo supimos desde el inicio de nuestro planteo-, una cosa es que Argentina participe como coinversor del proyecto -fue la propuesta original- y otra diferente que se abastezca a partir de un gas generado en Uruguay que nosotros le

exportemos. Después tendríamos que discutir o analizar, en función de lo ocurrido hasta ahora, si Argentina se va a abastecer de un producto proveniente de una planta regasificadora construida en Uruguay, ya que hasta ahora es incierto o, por lo menos, no tenemos confirmación al respecto. En realidad, nunca llegó a formalizarse nada, ni en la fase industrial ni en la fase comercial. Me parece que eso está claro, aunque está bien hacer la disquisición.

Ahora bien, en función de eso, me interesa saber qué grado de compromiso llegó a tener Argentina con todo esto. En la etapa que concierne a la administración del ingeniero Ruchansky se firmaron algunos instrumentos y entre las resoluciones que recibimos hay un memorándum de entendimiento entre Ancap, UTE y Enarsa. Lo que quiero saber es hasta dónde llegó a obligarse Argentina en esa fase inicial, en su condición de coinversor del proyecto, o copropietario, para decirlo vulgarmente. Tal vez estuvo en condiciones de retirase cuando lo hizo, pero me interesaría saber, desde el punto de vista jurídico -si el ingeniero Ruchansky lo tiene presente bien, y si no, lo hablaremos con la División Jurídica de UTE-, hasta dónde llegaron los compromisos o las obligaciones que Argentina contrajo en el marco de este proyecto.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Sin duda, la División Jurídica lo va a tener más claro, pero hasta donde yo recuerdo, ninguno de esos acuerdos implicaba un compromiso que no pudiera tener marcha atrás; hasta ese momento no.

Respecto al tema de la demanda, es tal como se dijo. La idea era que Argentina participara en un 50% de ese proyecto y que cada país tuviera derecho al 50% de la capacidad de producción de la planta. Sin embargo, eso no invalidaba -para nosotros era interesante explorarlo- que si se hacía una planta con la capacidad de regasificar 10.000.000 de metros cúbicos diarios, Argentina pudiera tomar un poco más.

Como dije, 5.000.000 metros cúbicos iban a ir para Argentina -eso era lo que le correspondía- y 5.000.000 metros cúbicos para Uruguay; pero como nuestro país, por lo menos por algunos años, podía tener capacidad ociosa, Argentina estaba interesada en tomar el 1.000.000 que el gasoducto podía transportar, ya que para llevar el gas hasta Buenos Aires desde la planta regasificadora de Bahía Blanca e, inclusive, desde los pozos que del sur, tenía que invertir en refuerzos de las redes de transporte. En este caso podía llegar directamente al centro de mayor demanda sin ningún inversión adicional. Por lo tanto, Argentina estaba interesada en tomar todo lo que pudiera, siempre y cuando los precios fueran razonables.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Voy a realizar dos preguntas más; una tiene una respuesta muy fácil, y la otra tiene que ver con algunas de las resoluciones que llegaron a la Comisión.

Como dije anteriormente, recibimos algunos acuerdos de confidencialidad que se firmaron en esta etapa, y no solo el memorándum de entendimiento con Enarsa. Hay uno entre British Gas, Ancap y UTE; otro entre Ancap y Petrobras, y otro con Petrobras. No inferí nada, en realidad, solo me interesa saber qué alcance tuvieron y para qué se suscribieron.

También veo que en esa etapa hubo un intercambio con British Gas bastante reiterado; inclusive, el ingeniero Ruchansky realizó un viaje cuando ya estaba firmado el memorándum de entendimiento con Enarsa.

Creo que sería ilustrativo saber qué se procuró a través de esos instrumentos; capaz que se trataba simplemente de un tema de cooperación o de acceso a información, pero quisiera saber qué obligaciones contrajimos nosotros, es decir, Uruguay, Gas Sayago y UTE. Esa sería la primera pregunta.

La segunda pregunta es casi una curiosidad, pero la traslado para que el ingeniero Ruchansky nos diga que sí o que no.

A mí me llegó la información de que el ingeniero Ruchansky fue designado por el presidente de la República en esta última etapa de negociaciones con Shell; de acuerdo con lo que ha dicho la Presidencia no es necesario que abunde en información. Simplemente, solicito que nos dé el dato preciso -reitero que es una mera curiosidad- de si está trabajando en estos temas nuevamente en alguna función o supervisando esta última parte del procedimiento o de las conversaciones con el único interesado que aparentemente va quedando, que es la empresa Shell, no con relación a este proyecto sino a uno nuevo, como ha trascendido. SEÑOIR RUCHANSKY (Beno).- Esos acuerdos no tuvieron absolutamente ningún compromiso. Estos acuerdos se hicieron, en nuestro caso, simplemente para tener un mayor conocimiento de un área en la cual Uruguay recién estaba ingresando, y con una tecnología que desconocíamos por completo. Entonces, lo que nos planteaban aquellos grandes jugadores del mundo era la posibilidad de que accediésemos a información técnica que ellos manejaban, y que entendían que les daba un valor respecto de la competencia; por eso la confidencialidad. Entonces, se realizaron viajes a las plantas de todos ellos: a la de Petrobras, en Río de Janeiro; a las de British en Luisiana, bien cerca de Houston, y a otras -no recuerdo el nombre de la empresa- en Brujas. La idea de ir a las plantas era ver cómo funcionaban y cuáles eran sus problemas, es decir, tratar de adquirir conocimientos. No era un ida y vuelta, sino una búsqueda de mayor conocimiento de un sector que hasta ese momento desconocíamos. Nos parecía interesante poder ver cómo funcionaban y cómo operaban en la realidad. En caso contrario, era imposible golpear la puerta de una planta regasificadora y decir: "Quiero entrar a ver cómo funciona". No es así. Esto nos permitía poder ver bien, sobre el terreno, de qué estábamos hablando, dada la importancia de una inversión de estas características, pero reitero que eso no tenía ningún condicionamiento.

En el caso de BG, el hecho de que las relaciones tuvieran quizás más intensidad que otras no tenía que ver tanto con esto de las visitas a las plantas y todo lo demás, sino con que teníamos que reunirnos con BG porque es una de las propietarias del Gasoducto Cruz del Sur. Entonces, no había manera de cerrar el tema si no conversábamos con la gente de BG acerca de cómo viabilizar jurídicamente un gasoducto que fue construido para funcionar en un sentido, no solo físico sino desde el punto de vista regulatorio, y tratar de posibilitar que funcione en el otro sentido.

La última pregunta no está vinculada a esta. Efectivamente, Presidencia de la República contrató una consultora para que diera una segunda opinión sobre el proceso anterior, lo que se llama la segunda fase, que comprendió

cuatro licitaciones paralelas que se fueron haciendo y que no culminaron exitosamente. Se pidió a esa consultora que diera su opinión y a mí se me dio el rol de ser punto focal en Uruguay. Es decir, cuando la consultora hace preguntas me las da a mí y yo las revierto a Ancap, a UTE y a Gas Sayago; y cuando Gas Sayago responde, me comunico con esta consultora y hago de puente entre los dos. Este es un contrato financiado por el BID con ese objetivo, pero no tengo nada que ver con las negociaciones con Shell.

SEÑOR PRESIDENTE.- ¿A qué proyectos se referían esas licitaciones?

SEÑORA RUCHANSKY (Beno).- Después que OAS se va y el Gobierno decide retomar el proyecto, cambia el tipo de proyecto y se arma de otra forma. Se hacen cuatro licitaciones que tienen que ver con un socio estratégico, pero eso otro proyecto.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- ¿Es la etapa que empieza con la rescisión? ¿Es posterior?

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Claro; es posterior. Luego de la rescisión con OAS, se estaba planteando un mecanismo para concretar el proyecto, y el Gobierno dijo que le gustaría tener una segunda opinión acerca de lo que estaba pasando.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiero hacer una pregunta para saber si esto está dentro del objeto de la investigación.

Según entiendo, esto no tiene relación con lo que ya se había cumplido, sino que se trataba de saber, desde ese punto en adelante, por dónde la consultora recomendaba salir o seguir.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Exacto.

SEÑOR PRESIDENTE.- O sea que es distinto.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Está bien.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- Quisiera complementar la apreciación del señor diputado Sánchez, que distinguía bien la coparticipación de Argentina en el proyecto, donde expresó su voluntad de tener 5.000.000 metros cúbicos y 1.000.000 metros cúbicos más, y la demanda de ese país. Quizás ya fue dicho, pero para complementar el conocimiento quisiera saber si hubo alguna expresión concreta de interés de Argentina o un compromiso de comprar gas en el Uruguay no siendo parte del proyecto.

SEÑOR RUCHANSKY.- En ese momento yo no estaba. Argentina se retira del proyecto en el año 2011 y yo me fui a fines de abril de 2010.

SEÑOR SÁNCHEZ (Alejandro).- El señor presidente sabe que yo no quiero generar debate, pero el año pasado el señor embajador del nuevo gobierno de la República Argentina en Uruguay hizo unas muy buenas declaraciones en el Canal 4, donde aseguraba que Argentina necesita gas.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- ¿Se refiere al gobierno de Macri?

SEÑOR SÁNCHEZ (Alejandro).- Exactamente.

SEÑOR PRESIDENTE.- Quisiera hacer una pregunta. No sé si está en condiciones de responderla, pero es un hombre que entiende mucho de este tema.

Tal como dice el diputado Sánchez -más allá de las expectativas que hay en Vaca Muerta; tengo entendido que explotar esos yacimientos requeriría inversiones muy grandes- ¿hoy Argentina sigue teniendo déficit de gas?

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Eso está fuera del objetivo.

SEÑOR PRESIDENTE.- Sí, lo pregunto simplemente para tener una idea.

SEÑOR RUCHANSKY (Beno).- Hoy Argentina todavía tiene déficit de gas.

SEÑOR PRESIDENTE.- Le agradecemos muchísimo su buena voluntad y lo explícito que es en sus explicaciones.

(Se retira de sala el ingeniero Beno Ruchansky)

——La Comisión pasa a intermedio hasta la hora 15.

(Es la hora 13 y 29)

——Continúa la sesión.

(Es la hora 15 y 10)

(Ingresan a sala funcionarios de UTE)

Damos la bienvenida a los funcionarios de UTE, doctora Ethel Ramón, de la División Legal y Notarial; ingeniero Pablo Mosto, de la División Planificación del Abastecimiento y Medio Ambiente y los ingenieros Noelia Abreu y Enrique Briglia, del Proyecto GNL.

Como saben, fueron invitados a efectos de informar a esta Comisión Investigadora sobre el proceso de construcción de la regasificadora. El lapso que corresponde investigar por parte de esta Comisión es el que va desde el inicio del proyecto hasta que OAS rompe su vinculación con Gaz de France. Si hubiese preguntas que excedieran ese lapso, ustedes decidirán si las responden o no. Muchas veces, las preguntas no tienen otra intencionalidad más que redondear un concepto, pero están en total libertad de responder o no.

En primer término, voy a ceder la palabra al diputado denunciante.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Además de dar la bienvenida a quienes comparecen hoy en la Comisión, creo que sería una alternativa introductoria provechosa que nos trasmitieran brevemente qué vinculación tuvieron con este proyecto, desde sus posiciones técnicas en el ámbito de la Gerencia de Planificación o desde la Gerencia Legal de UTE, y en qué fases, es decir, si fue en la etapa inicial, cuando se firmó el contrato o en el momento de la adjudicación. Eso nos ayudaría mucho a situarnos. Posteriormente, haré otras preguntas concretas.

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- Soy abogada. Trabajo en la División Legal y Notarial de UTE.

Intervine prácticamente en todas las etapas del proyecto como asesora legal de UTE, accionista de Gas Sayago. O sea que participé desde que a nivel ministerial, en acuerdo con el ministerio argentino, se toma la decisión de iniciar las etapas para concretar un proyecto de regasificación hasta la última fase, en la cual OAS se desvincula de GNLS y se rescinde el contrato de Gas Sayago con GNLS, en el rol de asesora en temas jurídicos.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Trabajo en el área de Planificación. Además, desde el año 2009, a efectos de este proyecto en particular, UTE decidió crear un equipo de trabajo. O sea que UTE, además de apoyar con sus Unidades en áreas legales o técnicas habituales, en este caso, por el porte del proyecto, por su importancia relativa, a mediados del año 2009 creó un equipo especial a nivel técnico. Estamos presentes sus integrantes, tanto sea por el lado de Planificación -como bien se decía en la introducción- o por el lado del equipo de proyecto técnico asociado al Gas Natural Licuado. En esa calidad de participante del equipo técnico del proyecto Gas Natural Licuado de UTE acompañamos el asesoramiento al Directorio de UTE, a las autoridades de UTE, en las etapas en las que había alguna consideración técnica y dentro de lo técnico, no tanto de la parte de infraestructura, desarrollo de la terminal de regasificación como activo físico, sino analizando desde un punto de vista técnico los efectos hacia el sector eléctrico nacional, es decir, qué implicaba contar con gas natural para el sector eléctrico nacional. Diría que el rol principal era de evaluación de los efectos para UTE. ¿Por qué? Porque para la parte de infraestructura técnica y especialista en los distintos conceptos técnicos involucrados -desarrollo de un gasoducto, desarrollo de un muelle- se creó Gas Sayago S.A., que tenía como rol fundamental ser una sociedad para la implementación de los activos físicos. Ahí no intervinimos nosotros directamente, sino en la parte de efectos hacia el sector eléctrico.

SEÑORA ABREU (Noelia).- Básicamente, reitero lo que dijo el ingeniero Mosto. Si bien soy funcionaria de UTE, estoy en la División Distribución. Fui convocada para el proyecto en el año 2009. He participado en todas las etapas desde una evaluación del proyecto en conjunto desde el punto de vista del sector eléctrico.

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Formo parte del mismo equipo que el ingeniero Mosto y la ingeniera Abreu.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiero hacer algunas preguntas de carácter general en cuanto a los informes que emanaron de ambas Gerencias con relación a este tema. Debo aclarar que capaz que están un poco desordenadas, entre otras cosas, porque hubo una cierta descoordinación a la hora de la convocatoria. Acordamos un criterio que aplicaremos en adelante, que es recibir a los testigos individualmente. Particularmente, en este caso, hay dos áreas o dos visiones complementarias, pero desde ángulos distintos, de la misma cuestión: la de planificación y la jurídica.

La primera pregunta tiene que ver con la participación que les cupo en una etapa que está investigando esta Comisión, que es la de la adjudicación de la licitación -en realidad, no es licitación, sino un proceso competitivo- a GNLS, particularmente, en el lapso que acontece entre la apertura de las ofertas de las cuatro empresas precalificadas y la adjudicación en el mes de mayo; la decisión del Directorio de UTE es del día 16, si mal no recuerdo. Se nos dijo por parte de distintos actores que han comparecido que hubo una etapa de negociación intensa antes de tomar una decisión. En algún caso, se nos dijo que esta negociación fue, por supuesto, con GNLS, que resultó adjudicataria, pero en otros casos se nos dijo que también fue con los demás oferentes. Nos gustaría saber cuál fue su experiencia con relación a esto, qué participación tuvieron, si se negoció con las cuatro empresas precalificadas o si se negoció

exclusivamente con GNLS, que resultó adjudicataria. Creo que sería interesante tener algún testimonio sobre esa etapa de toda esta historia.

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- Se había previsto que el análisis de ofertas se hiciera por lo menos en dos planos: uno más bien formal, de cumplimiento de requisitos jurídicos y otro técnico, que tenía una pata comercial y otra de ingeniería o infraestructura.

En ese análisis de las propuestas yo participé en el grupo que estudió el cumplimiento de los requisitos jurídicos. En ese caso, se estudiaron todas las ofertas. Todas merecieron observaciones formales por algún requerimiento que no cumplían, por ejemplo, los estados contables, los balances, en algún caso, alguna documentación sobre los accionistas. Esto se planteó a Gas Sayago, UTE y Ancap y se requirió completar todos esos aspectos formales con los cuales no se había cumplido.

De mi parte, esa fue la participación. No intervine en ninguna negociación con ninguna de las empresas.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- En el caso técnico, nuestro trabajo de evaluación y asesoramiento a las autoridades de UTE en general -alta gerencia y directorio- fue en diversas etapas, inclusive, en la fase anterior a que se produjera la recepción de las ofertas porque, de hecho, para nosotros, como equipo evaluador de efectos hacia el sector eléctrico, siempre estaba presente la duda. Nos planteábamos: "Preparémonos para ver, desde el lado del sector eléctrico, qué beneficios brutos aporta contar con gas natural en la matriz de generación de electricidad". Aclaro que estoy hablando del sector eléctrico, no energético global. ¿Por qué decíamos eso? ¿Por qué hablábamos de los beneficios brutos, que era uno de los parámetros que nosotros evaluábamos e informábamos? Nos referíamos a beneficios brutos, en el sentido de beneficios antes de comprometerse a remunerar lo que fuera -una cuota anual o un canon anual- por el uso de las instalaciones. Entonces, queríamos saber, del lado del sector eléctrico, qué potencialidad había de obtener allí beneficios. ¿Cómo hicimos eso tanto en setiembre de 2012 como en mayo de 2013? A través de simulaciones a futuro sobre el comportamiento del sector eléctrico bajo distintas hipótesis; se construyeron escenarios y se usaron modelos para saber -mirando las evoluciones futuras- qué podría ocurrir contando con gas y sin gas. En tal caso, la generación térmica usaba los combustibles líquidos actuales. Entonces, la diferencia entre las dos situaciones -con gas o sin gas- daba lugar a la identificación de cierto potencial de beneficios. Esos beneficios eran los que informábamos al directorio. Eso también ocurrió en las instancias previas del análisis de la adjudicación por parte del directorio. Se hizo un informe al respecto que está contenido en la resolución de adjudicación de UTE del mes de mayo. Uno de los documentos citados fue el informe que realizó nuestro equipo. Ese fue el rol que tuvimos en nuestro caso y no el de la negociación con las empresas.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiero referirme a la resolución del 16 de mayo, es decir, cuando UTE aprueba la adjudicación a GNLS y mandata a sus representantes en Gas Sayago. En el numeral 20 se establece que ninguna de las ofertas es descartable técnicamente. Creo que se abrieron las ofertas -si mal no recuerdo, el 18 de abril- porque se entendió que técnicamente todas estaban corriendo; por lo tanto, había que analizar de las cuatro cuál era la más

apropiada. A su vez, en el cuerpo de la resolución se hace referencia a un informe -que seguramente proviene del área de planificación- que contiene el análisis de costos y beneficios desde la perspectiva del sector eléctrico y se incluyen algunas advertencias importantes; me gustaría mucho que se desarrollaran aquí desde el punto de vista técnico.

Por ejemplo, se establece que en la relación de beneficios esperados -está esa cifra mágica de US$ 1.000.000.000 aproximadamente- la alternativa de colocar los excedentes de exportación en Argentina era una condición absolutamente necesaria desde el punto de vista de UTE -al menos- a los efectos de garantizar que para el organismo fuera una buena opción. En eso hay claramente -quedó de manifiesto cuando vino el ingeniero Gonzalo Casaravilla, quien mencionó una frase que ya dije hoy: "Los números no los hicimos nosotros"- dos proyecciones bien diferentes: la de UTE y la de la Dirección Nacional de Energía que incluían las consecuencias para el sector eléctrico y también para el no eléctrico; eso todos lo sabemos.

Sin embargo, desde el punto de vista de UTE, me parece relevante que se haya hecho esa advertencia y que, además, el directorio haya resuelto incluirla en el cuerpo de la resolución. Sobre eso pediría a la delegación -salvo a la doctora Ethel Ramón- algún comentario.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Para ubicarnos en esa etapa de análisis, es importante entender bajo qué conjunto de hipótesis se simulaba el funcionamiento a futuro. Creo que eso ya lo han manejado con el directorio de UTE y con los gerentes que estuvieron antes que nosotros pero, básicamente, deben tener en cuenta que la percepción de los años 2012 y 2013 implicaba una visión sobre la demanda presente en el sector eléctrico durante el período de funcionamiento de la regasificadora de porte importante por dos razones. Una, porque las proyecciones de la demanda eléctrica y de crecimiento anual usual eran importantes, del orden del 4%; hablo de un crecimiento constante año tras año. Eso ya marcaba una demanda importante eléctrica a abastecer. Además, en la época estaba presente el proyecto de Aratirí, que tenía la expectativa de un consumo muy importante, del orden del 20% del resto de toda la demanda. El efecto de la presencia de ese proyecto en estas simulaciones era notorio. Si sumábamos el 4% de crecimiento y el efecto de una demanda plana de este proyecto industrial de gran porte de 200 megavatios, podíamos hablar de algo muy importante.

En aquella época, podíamos sumar las proyecciones de los combustibles líquidos porque eran la alternativa debido a la falta de gas; hablo del petróleo a un valor de US$ 110 el barril. Normalmente, se recurre a proyecciones internacionales. En tal caso, por ejemplo, esos valores de alrededor de US$ 110 el barril de petróleo -el gasoil o el fueloil que se obtiene está relacionado con el precio del crudo- también marcaron un nivel importante de costos de abastecimiento de la demanda en el sector eléctrico ante la no presencia del gas. Como la identificación del beneficio potencial de desarrollo del proyecto hacia el sector eléctrico surgía de la diferencia entre los dos escenarios -con o sin gas-, el caso que comenté sin gas era exigente por demanda y por los altos costos de los combustibles líquidos. Entonces, el margen de beneficios brutos, es decir, antes de remunerar cualquier activo de la regasificadora, estaba en el orden de los US$ 1.000.000.000, como mencionó el señor diputado Pablo Abdala.

Dado que se trataba de un escenario, pusimos algunos parámetros o análisis de sensibilidad. Por ejemplo ¿si la demanda no fuera la que estábamos manejando? ¿Qué pasaría si no estuviera el proyecto Aratirí? Caía un 38% el beneficio. ¿Qué pasaría si fuera mucho más dinámico el intercambio de energía entre Uruguay y Brasil? En ese momento no había un desempeño dinámico y, por lo tanto, el escenario base que daba lugar a esos US$ 1.000.000.000 era con un muy bajo nivel de intercambio. ¿Qué pasaría si hubiera más intercambio? Ante el efecto de unos intercambios mucho más dinámicos con Brasil -nosotros podíamos vender y ello mejoraba las perspectivas de la regasificadora; el sistema brasileño es altamente hidroeléctrico-, podíamos sustituir energía con la importada. En tal caso, el análisis de sensibilidad con un mayor dinamismo con Brasil reducía los beneficios en un 54%; eran parámetros de importancia. Eso estuvo contenido en el informe.

Como contrapartida ¿qué pasaba si Argentina era dinámica en cuanto a la toma de gas? Era algo positivo para el proyecto y ello incrementaba los beneficios en US$ 170.000.000 por cada millón de metros cúbicos por día que se colocara. Entonces, había sensibilidades muy importantes en contra -como la demanda o intercambios más dinámicos con Brasil- y a favor, como Argentina con un dinamismo mayor en la toma de gas. Ese fue el análisis que nosotros aportamos a esa resolución de mayo de 2013.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Quiere decir que los servicios técnicos de UTE -tengo la convicción en función de los antecedentes- analizaron con total objetividad y rigor técnico todos los escenarios posibles que razonablemente podían llegar a plantearse, y no en todos este proyecto era competitivo o sostenible. En un escenario como el que efectivamente aconteció, con la no concreción de Aratirí -sabemos que el proyecto naufragó por otras razones; si hubiésemos llegado a junio de 2015 con la etapa de preinicio y el suministro de gas natural- y sin la posibilidad de exportar excedentes a Argentina, estábamos en un escenario de riesgo, algo que claramente advirtieron los servicios en función de lo que acaba de decir el ingeniero Pablo Mosto.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Capaz que es interesante también citar que ese análisis de riesgo tiene un complemento; es decir, tal vez lo que no se concluye a partir de ello es que el proyecto no fuera de interés para el sector eléctrico. Tal vez lo que sí podría concluirse es que la participación del sector eléctrico en el proyecto pudiera tener otro componente y no necesariamente el 80% o 90%; tal vez eso es lo que puede extraerse. Creo que el Directorio evaluó en ese caso -y citó en la resolución, por eso lo estoy mencionando- que el proyecto daba ajustado. Creo que esas fueron las palabras usadas.

Es verdad, en el caso base daba más o menos que el orden de mil millones de beneficios era similar al 90% en que podía asumir la responsabilidad UTE. En el caso base. En un caso que no fuera el base, con una sensibilidad negativa -también podríamos ponernos con una sensibilidad positiva; pero pongámonos primero con una sensibilidad negativa-, capaz que podría ser una señal para ajustar la participación; es decir, no para que UTE, como vínculo hacia el sector eléctrico, no participara, sino que ajustara su participación. Tal vez fuera ese el parámetro de ajuste.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Es solo para sacar una conclusión.

Entiendo perfectamente lo que usted dice. Un proyecto siempre puede financiarse; si uno obtiene la fuente de financiamiento y resuelve financiarlo, lo va a financiar siempre. El punto es que en este caso quien notoriamente asumió el mayor peso de la financiación y contrajo el mayor riesgo fue la empresa UTE. Desde la perspectiva de UTE, se contraía un riesgo que en términos de la cuenta país podía entenderse que no era así, pero si UTE bajaba sus riesgos y, por lo tanto, su participación en el proyecto y, por ende, también el financiamiento y la capitalización, alguien tendría que haber ocupado su lugar, o el propio Estado uruguayo por otros conductos, por otras vías, o fuentes, que son absolutamente hipotéticas, porque nunca se plantearon. Siempre se optó por seguir -lo digo con respeto- caprichosamente por este camino.

SEÑOR VERRI (Walter).- Antes que nada, quiero saludar a la delegación y agradecer su participación.

Creo que esta última parte ha sido muy esclarecedora, sobre todo la participación del ingeniero.

Teníamos algunas dudas, pero creo que ha quedado claro que los servicios técnicos de UTE alertaron de esta situación.

Me queda alguna duda que sería bueno que se me aclarara. Cuando se decide la construcción de la regasificadora, Argentina ya no estaba en el negocio; por lo tanto, el riesgo ya existía consolidadamente. Además, estábamos aumentando más de lo que habíamos previsto la energía eólica, que también es un elemento que iba en contra del proyecto. Usted recién planteaba un crecimiento del 4% anual en el consumo de energía eléctrica. Mirado desde esa perspectiva, la potencia instalada de energía eólica ya se perfilaba para superar ampliamente las previsiones que el país había tomado en su momento, cuando se hicieron los cálculos de la regasificadora. Me gustaría que se me dijera alguna cosa sobre eso.

Por otro lado, quisiera saber qué opinión le mereció a los servicios de UTE, ya que usted lo ha mencionado, el cambio en los porcentajes de la participación. Porque acá hubo un cambio en cuanto a lo que participaban UTE y Ancap: de 50% y 50% se pasó a 90% y 10%. Y teniendo en cuenta la visión que tienen ustedes como servicio técnico en este tema, su opinión no es menor. Me gustaría que, si es posible, nos las hagan saber.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- En el caso de la primera pregunta, vinculada a que en ese momento Argentina ya no estaba en el proyecto, eso no es correcto desde el punto de vista de la evaluación técnica. ¿Por qué no es correcto? Es verdad que no estaba como socio, pero sí que siempre estuvo en los escenarios modelados: por eso se hacían las sensibilidades al respecto; siempre estuvo la hipótesis de colocación de gas y energía eléctrica hacia Argentina. Que no estuviera como socio en el contexto de desarrollo de las instalaciones de la terminal, es cierto. Tienen toda la razón de que en esa época ya no estaba, pero en las evaluaciones sí estaba como potencial cliente. Hasta el día de hoy, uno detecta -y ya ocurría en esa época- que el sector gasero de Argentina. hasta tanto no desarrolle sus recursos -tiene gran potencial propio de desarrollo-, es candidato económicamente hablando a tomar gas, porque las condiciones son favorables. Es decir, hay una demanda no satisfecha y una potencialidad de un proyecto en Uruguay de abastecer

parte de ella. ¿Por qué es la potencialidad? Porque estamos conectados, gasoducto mediante ya construido, directamente al anillo de distribución de gas de Buenos Aires; o sea, es una posición muy buena en cuanto a conectividad de gas natural que alienta a que haya una lógica económica de consumo de gas. Estos estudios que yo mencionaba incluyen la colocación de gas a Argentina como una lógica con una raíz económica atrás, no como socio desarrollador del proyecto. Es correcto como el señor diputado dice.

En cuando a la energía eólica o a las renovables, ya estos estudios contenían renovables en una proporción importante. Los del año 2013, que están incorporados a la resolución, contenían 1.200 megavatios de energía eólica. O sea, no es la variable eólica o de energías renovables la que no estuvo considerada en la evaluación; ya estaba, y con un porcentaje importantísimo de penetración. Por eso, los escenarios de sensibilidad fueron respecto de otras cosas, no de todas las cosas posibles; se eligieron técnicamente algunos que parecían parámetros de mayor relevancia; por eso se hicieron estos que yo comenté.

En simultáneo con la resolución del Directorio de seleccionar a GNLS, se resolvió también proceder a firmar un acuerdo UTE-Ancap que establecía el 90-10 -90% UTE, 10% Ancap- en el mismo acto, en la misma resolución. Uno de los puntos era la propia decisión de proceder a la firma de esa nueva participación relativa entre empresas del lado uruguayo. Eso tuvo como raíz en ese momento, a mayo de 2013 -que fue también detectado e incluido en los informes técnicos-, no a modo de número, de evaluación numérica o cuantitativa, sino de evaluación cualitativa, si el sector eléctrico debía tener un uso como es el habitual en el sector de recursos energéticos, que implica, básicamente, optimizar el uso de las disponibilidades que hay con un sentido económico. Semana a semana, día a día, hora a hora, el despacho nacional de cargas de energía eléctrica lo que hace es ordenar los recursos disponibles desde lo más barato hasta lo más caro, hasta llegar a dar la demanda. Es un equilibrio que tiene que irse siguiendo hora a hora, constantemente y en forma óptima.

Entonces, eso, que en el sector eléctrico es el procedimiento usual de trabajo, con todos los recursos existentes, en vista de la incorporación del gas natural a la matriz, implicaba un desafío adicional. El sector de gas natural y, en particular de gas natural licuado, que agrega la cadena de embarcaciones, de barcos, trayendo el producto, no son tan flexibles, vienen de una industria clásica bastante rígida. Ahí veíamos un elemento cualitativo en cuanto a que no macheaba, no cazaban muy bien la rigidez de las cadenas de gas y GNL con las flexibilidades requeridas en el despacho óptimo hora a hora, día a día, del sector eléctrico, de todos sus recursos. Eso llevó a que se dijera que con una participación como la de 90-10, en la que UTE tiene una visión protagónica en ese proyecto, lo que se lograba era tratar de administrar, en definitiva, las capacidades de la terminal, por ejemplo, el almacenamiento de gas natural licuado, con los conceptos y herramientas típicas del sector eléctrico.

Eso fue lo que motivó la participación con esa forma tan importante de 90-10. Yo diría que viene por este lado lo de Argentina; si bien no es socio desarrollador, sí es cliente. Como decíamos recién en nuestra evaluación, 1.000.000 de metros cúbicos agregaba a esa cuenta de beneficios US$ 170.000.000, lo cual es importante. Esos son los elementos que se fueron

teniendo en cuenta desde el análisis técnico. Y en la misma resolución quedó autorizada la suscripción de ese acuerdo UTE-Ancap de 90-10. Hoy no está vigente, naturalmente.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- Agradezco a la delegación por estar presente y por aclarar con sus respuestas el tema que estamos abordando.

En el estudio de evaluación de beneficios de la terminal regasificadora hubo dos proyecciones, una de la Dirección Nacional de Energía, tremendamente optimista, y otra de UTE, que manejaba un valor actual neto de 826.000.000 más o menos de beneficios, capaz que en el horizonte más bajo.

Por lo que fui entendiendo, UTE manejó un incremento de 4% de la demanda. El precio sería el que estaba en el ámbito internacional; no había posibilidad de tener un precio específico. No sé si hubo alguna consulta o se avanzó en especificar a qué precio recibíamos y a qué precio podíamos vender. Si estuviera ese dato, me interesaría que me lo dieran; el que incluía el consumo de Aratirí y la venta a Argentina. Pregunto si este fue el escenario que nos permitió establecer ese beneficio.

Me surge otra pregunta en cuanto a la firmeza o a la convicción de la hipótesis argentina una vez que deja de ser socia en el emprendimiento. A nosotros, por lo menos, nos genera mucha duda la certeza de un cliente que en muchos aspectos del comercio no ha sido tan seguro como para poder firmar un proyecto de tal dimensión; nos genera mucha duda a partir de una hipótesis de la que somos tremendamente dependientes y que no nos parece tan segura. La pregunta es en qué se basaba esa seguridad, si había algún compromiso, alguna señal firme, o teníamos la certeza de que Argentina nos iba a comprar.

En tercer lugar quisiera saber si, ya sin Aratirí y solo con la hipótesis de Argentina, este proyecto seguía siendo viable para UTE; si la inversión que debía hacerse lo transformaba en viable para UTE. Porque, obviamente, los costos de la construcción de esta regasificadora iban a ser los mismos, pero lo que se iba a dividir distinto era el costo fijo por la cantidad de metros cúbicos que fuéramos a regasificar y comercializar; se iba a generar un costo bastante más alto por metro cúbico.

Por último, quisiera saber, en un año con hidraulicidad media y disposición media de energía eólica, cuál es el requerimiento de energía térmica de origen fósil que necesita UTE.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Como dije, en el caso de las hipótesis sobre Argentina no se trata de establecer certezas o seguridades. En este caso, la manera de manejar los análisis fue mediante escenarios. Podía haber escenarios de muy baja, mediana, alta o muy alta colocación en Argentina. Se podía colocar en forma segura -lo cual es muy buen escenario- 5.000.000 de metros cúbicos, es decir, la mitad de la capacidad que se mencionaba en la época, o no colocar esa cantidad. Reitero: no manejábamos certezas, ni un único escenario; analizábamos más de una posibilidad. Por eso lo pusimos como un análisis de sensibilidad, como una variante que ocurría por cada millón de metros cúbicos que se lograra colocar en Argentina de manera firme.

Entonces, no hablamos de certezas, sino que mostramos un abanico de distintas posibilidades, que podían dar mejores resultados de beneficios o no. Esa fue la manera en que hicimos los análisis técnicos: no trasmitimos certezas -lo aclaro por si no quedó claro en mi exposición anterior-, sino que aclaramos que había más de una variante, algunas de la cuales daban mejor perfil de beneficios resultantes y, otras, uno menor.

Otra de las preguntas es si con estos escenarios con Argentina, pero sin Aratirí seguía siendo viable. A nosotros no nos parecía que se transformaba en inviable. No; seguía siendo viable, pero para el sector eléctrico los beneficios brutos podían reducirse. Como consecuencia, si ese escenario fuera el tomado como base para la decisión, tal vez, el 90-10 no era el acorde. De hecho, hoy el 90-10 no está vigente, entre otras cosas, porque han cambiado las hipótesis. Por ejemplo, la proyección de la demanda -que el señor diputado mencionaba- es menor ahora que antes. En consecuencia, el porcentaje de participación tan protagónico, en una visión actual no tendría el mismo sentido que tenía.

En esa época, el Directorio tomó el denominado caso base -conociendo las sensibilidades que mencionaba- como caso de rentabilidad ajustada. Luego, unió eso al informe que ustedes mencionaban de la Dirección Nacional de Energía, que está citado en la resolución del Directorio de UTE. Creo que, al complementar los dos, fortaleció su decisión de adjudicación.

Además, el informe de la Dirección Nacional de Energía para el sector eléctrico agregaba conceptos de mejor visión del caso argentino, de mejor oportunidad de compra de gas licuado en casos de hidrología muy seca, lo que daba un beneficio adicional; ellos valoraron esto. También dijeron: "Si UTE no tuviera gas natural, además de lo que ustedes a nivel técnico dicen en UTE, sería de interés que realizaran -se refiere, obviamente, a un escenario también técnico- un seguro climático". En caso de tener gas natural, el ahorro es no tener que realizar ese seguro. Entonces, computo a favor del proyecto también un supuesto de beneficio sobre ello.

Creo que el Directorio de UTE, tendiendo en cuenta el informe de la Dirección Nacional de Energía y estas consideraciones para el sector eléctrico, fortaleció su decisión de seguir adelante con la adjudicación.

La siguiente pregunta tiene que ver con la hidraulicidad media, la distribución de energía eólica y el requerimiento de generación térmica estimado. Considero que en la comparecencia en esta Comisión del Directorio, el ingeniero Casaravilla pudo adelantarles algo en el mismo sentido de lo que voy a decir ahora

Básicamente, en caso de hidraulicidad media y disponibilidad de energía eólica, el uso térmico es del orden del 10%. Es decir: no se usa a pleno todo el tiempo, todas las horas, toda la capacidad sino que, en promedio, analizando situaciones a lo largo del año -que son diversas-, ronda el 10%.

SEÑOR PRESIDENTE.- ¿Me puede aclarar un poco más a qué corresponde ese 10%?

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Me refiero a lo instalado, a la capacidad disponible. No se usa toda la capacidad a pleno todo el tiempo del año sino que, en relación a la disponibilidad, alrededor del 10% corresponde a generación térmica con combustible fósil.

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Para conceptualizar es importante entender el rol de la energía térmica en el despacho. Voy a tratar de explicarlo a muy grandes rasgos, porque es muy complejo.

Generalmente, están abasteciendo las energías renovables no convencionales permanentes: el viento y el sol. Después, está el agua, que en régimen hídrico alto o medio abastece lo que falta y da almacenamiento de respaldo en el caso de que frene el sistema eólico o haya problemas con el solar. El problema es que cuando tenemos hidraulicidad baja, el almacenamiento de respaldo no existe. En esos momentos, aparece la energía térmica. Si se hace la cuenta del promedio en un año, el resultado es muy bajo, pero debemos tener en cuenta que cuando esto comienza a funcionar, lo hace a plena carga porque tiene que abastecer todo. Ese es un concepto que a veces es difícil de entender, porque cuando se hace un promedio pierde el sentido. Concretamente, cuando tenemos hidraulicidad baja y debemos dar respaldo al sistema eólico o abastecer la demanda porque no hay agua, aparece el térmico a plena carga, completo.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Tal vez, sería bueno agregar un complemento del concepto que está atrás de esto; algo mencionó el señor diputado Rubio al respecto. Dijo que dependiendo de la utilización, el costo va a ser más o menos alto por metro cúbico. Eso es correcto. Lo que ocurre es que nosotros -es interesante comentarlo- no hacemos las evaluaciones por metro cúbico. ¿Por qué? Porque para este proyecto se iba a utilizar un contrato BOOT; la sigla está en inglés y significa: construcción, propiedad, operación y transferencia del activo al final del período del contrato. Entonces, el activo lo construye la empresa. En este caso, la seleccionada en la resolución que estamos recordando fue la empresa GNLS. Lo que cobraba esa empresa era la disponibilidad de las instalaciones. Se trata de un canon anual. Lo podemos repartir en pagos mensuales, pero era un monto de dinero anual, independiente de que se usara menos o más.

Por eso, no evaluamos una tarifa por metro cúbico, sino si el beneficio bruto anual -expresado en valores actuales al largo período de años de funcionamiento previsto- era tal que las autoridades pudieran decir: "Esto me permite, desde la cuota parte del sector eléctrico, remunerar lo que el desarrollador del proyecto espera recibir de la misma manera, como valor actual de esa serie de pagos anuales en monto de dinero, no en tarifa". Reitero: no se expresaba en forma de tarifa. Después, en la evaluación, en vez de considerar las cuentas como una tarifa, decíamos: "Yo tengo gas a tal valor" -creo que una de las preguntas era qué precios se consideraban...

(Diálogos)

——Se ponían valores internacionales de la época. No hubo un solo caso; se manejaron distintos escenarios, también para el precio del gas. En los estudios de esta época, uno de los escenarios podía estar entre US$ 13 y US$ 15 por millón de BTU.

SEÑOR RUBIO (Enrique).- Me gustaría que el ingeniero Mosto aclarara un poco más lo que dijo.

Entiendo que UTE -Ancap, también- tomaba el canon que cobraba la empresa adjudicataria, que era fijo.

(Diálogos)

——Ahora bien: no comprendo cómo para UTE el costo puede ser el mismo. Si por día produce 10.000.000 de metros cúbicos -porque los tiene vendidos-, para saber cuánto me va a costar cada metro cúbico, divido el costo fijo del canon entre 10.000.000. Pero si lo divido entre cinco, el costo va a ser superior. Además, si no vendo, no tengo chance de amortizar el costo fijo que tengo.

Por eso digo que no es lo mismo el proyecto si tengo colocados los 10.000.000 metros cúbicos que si no los tengo vendidos.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Es verdad que expresado en forma de tarifa unitaria, o sea, como una variable de cantidad de dinero por metro cúbico o por millón de BTU, las cuentas no dan lo mismo. Para desprendernos de esa evaluación, hicimos una evaluación anual global.

La estructura del negocio era el pago de un canon -como dicen ustedes- por año, independientemente del uso o no. Como decía el ingeniero Briglia, en el sector eléctrico la dinámica de uso es muy variable y, por ejemplo, si no hay agua y baja el aporte eólico, se requiere un aporte térmico muy importante. En consecuencia, no sabríamos qué tarifa poner para cada situación de ese tipo.

Lo que trato de decir es que, en realidad, nosotros veíamos que ese no era el factor importante. El factor importante a considerar era que si UTE se comprometía, tenía que hacer frente a un cierto monto anual estipulado. Entonces, el análisis técnico debía dilucidar si tendría beneficios anuales en valor global, contando todas las situaciones posibles, como que haya mucha o poca agua, momentos de vientos o no, momentos de generación, etcétera. Era necesario analizar ese conjunto de elementos y el monto global que resulta como beneficio para permitir a las autoridades comparar monto global y beneficio con monto global de eventuales compromisos. Analizamos la situación desde ese punto de vista. Esto nos evitaba considerar para cada situación de uso la tarifa variable que correspondería: si una que vale para diez millones, para cinco o para uno. Nosotros nos desprendimos de ese análisis; ese fue el encare técnico de nuestros informes

Concretamente, analizamos si el beneficio bruto -es decir, antes de remunerar cualquier canon- permitía asumir la responsabilidad.

SEÑOR PRESIDENTE.- ¿Está satisfecho con la respuesta, señor diputado Rubio?

SEÑOR RUBIO (Enrique).- Entiendo lo que me dicen, pero me siguen quedando dudas.

SEÑOR COUTO (Martín).- Lo que ustedes están planteando es que para el sector eléctrico hacer el cálculo de la forma en que planteaba el diputado Rubio en su pregunta, técnicamente, es inadecuado para pensar en la proyección del negocio y evaluar su viabilidad. ¿Es así? ¿Entendí bien la última respuesta que dieron?

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Efectivamente, lo que nosotros estábamos diciendo es que -como bien explicó el diputado Rubio- no se puede tomar en cuenta una tarifa, porque depende de la cantidad de moléculas que pasan, que es diferente en cada situación. Por tanto, no se puede razonar de esa manera porque la

tarifa no sería una porque, como dije, dependería de la cantidad de moléculas que pasan.

Entonces, la evaluación de los beneficios que tendría el sector eléctrico, debido a contar con gas, la hacíamos sin necesidad de introducirnos en lo que sería la tarifa equivalente, aunque es algo que se usa mucho, porque es un componente fácil de sumar y de establecer relaciones, por ejemplo, con el precio del gas; ¿cuánto es el precio más la tarifa? Pero esto lo digo a título referencial, porque en el caso del sector eléctrico, como manifesté, no fue necesario introducir ese parámetro de análisis porque lo evaluábamos anualmente y de manera global. En realidad, teníamos en cuenta si el beneficio global anual, en dólares -no en dólares por metro cúbico- podía hacer frente, o no, al grado de compromiso que podría asumir el sector eléctrico. Ese fue el encare que nos permitía evitar la fluctuación de la tarifa ante lo que ocurriera en cada momento.

SEÑOR PRESIDENTE.- Voy a realizar una consulta acompañando el razonamiento realizado por el diputado Couto.

Hay una relación en el costo de la tarifa que tiene que ver con la cantidad de gas que adquiero, lo que hago en función de lo que voy gastando. Entonces, si viene un barco y me llena el buque regasificador, evidentemente, en el costo también debo incluir el canon y lo que gasto de gas. Si bien es cierto que hay momentos en que genero menos gas, también es cierto que compro menos. Por eso ustedes no calculan el costo del gas en función de la tarifa fluctuante, sino del costo fijo anual que tienen; además, la cantidad de gas que compran puede variar de un año a otro. ¿Está bien lo que digo?

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Es correcto, pero con lo que acaba de decir aporta un elemento adicional y que a veces olvidamos al hablar de este tema.

Cuando hablamos de 10.000.000 -como decía el diputado Rubio-, de 1.000.000 o de 5.000.000, estamos hablando de capacidad de regasificación, que de los tres grandes componentes de un proyecto de terminal de regasificación es el menos importante en cuanto a costo.

Un proyecto de regasificación tiene tres grandes componentes: la recepción de buques -algo que mencionó el presidente de la Comisión-, el almacenamiento del gas mientras no se usa, y la regasificación. De los tres componentes que acabo de mencionar, el de regasificación, a nivel de inversiones, es sensiblemente menor, a nivel de inversiones asociadas, que los otros dos.

En realidad, la capacidad de recibir buques que recarguen lo que voy gastando, y el buque o la instalación que se utiliza para almacenar son muy importantes, sobre todo si se tiene que enfrentar una flexibilidad muy importante del sector eléctrico, tal como se dijo recién. Puede haber momentos en que se cuente con buena *hidrolisidad*, buen viento y sol y no haya necesidad económica de despachar gas natural, pero puede haber otros en los que se cuenta con baja *hidrolisidad* y viento y se tenga necesidad de despachar todo el parque por algunas horas, no permanentemente. Entonces ¿cómo se contempla esa flexibilidad? No con el volumen de regasificación en millones de metros cúbicos diarios, sino con el tamaño del tanque del que se disponga. Ese concepto fue muy importante, y cuando realizamos los análisis

técnicos en UTE, nos tocó evaluar qué era mejor, si contar con un tanque de tamaño medio, o con otro con una capacidad de almacenamiento mayor.

Esa fue una de las recomendaciones que hicimos en su momento -primero en 2012 y luego en 2013- en cuanto al tamaño. Dijimos que el sector eléctrico consideraba que para administrar mejor las fluctuaciones, la flexibilidad y la variabilidad de los recursos era necesario y conveniente contar con el mayor almacenamiento que permitiera la tecnología que se estaba solicitando que, recordemos, era una solución flotante; no se trataba de una solución convencional, en tierra.

Entonces, entre los buques que actúan como almacenadores, había algunos posibles debido a su tamaño, y por eso surgió la idea de contar con uno de mayor tamaño, vinculado al contrato que luego hizo GNLS con MOL.

SEÑOR RUBIO (Eduardo).- Más que una pregunta, quiero hacer una apreciación, ya que la relativización de los costos no la llego a entender muy bien.

En realidad, si se piensa en contar con gas es porque es más barato que el fuel oil y el gasoil; o sea que el costo importa. Entonces, se debe tener en cuenta a cuánto compro el litro de esos otros combustibles y a cuánto compro el metro cúbico de gas; creo que no hay forma de sacar eso de la cuenta para decir que es viable y sirve económicamente. Me parece que eso es distinto al concepto que manejan ustedes, que antes de enfrentar este costo, analizan si es posible o puede servir; creo que ese fue el razonamiento que hicieron ustedes.

De todos modos, yo sigo pensando que en la cuenta que deba hacer UTE para abastecer ese pico, aunque de manera momentánea, tendrá que tomar en cuenta un promedio estadístico -seguramente, debe haber un promedio estadístico e histórico de cada cuánto UTE necesita un refuerzo grande de energía que no sea hidráulica, eólica o renovable- que le permita establecer esa proyección. Entonces, con ese promedio podrá marcar el costo que debe tener para que sea más económico y ventajoso que el fuel oil y el gasoil.

Por otro lado, UTE dice que puede llegar a consumir, como máximo, 4.000.000 de metros cúbicos diarios, aunque tendrá un buque con 10.000.000. También hay que tener en cuenta que el costo fijo incluirá el barco -por su tamaño-, la escollera y, aunque es algo menor, la regasificación, y que en el precio del metro cúbico se deberá incluir todo eso. Es claro que no se puede sacar el costo fijo, porque el canon que se paga incluirá todo eso durante veinte años, aunque dentro de ese tiempo ya no estará el barco, no quedará nada y habrá que empezar nuevamente.

Esa es la reflexión y la cuenta que hago ya que, desde el punto de vista del cálculo, el precio sí importa.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Sin duda, es como usted dice: si se piensa en términos de metro cúbico, en el precio deben estar considerados todos los costos.

Entonces, no es que nosotros no los consideramos, pero hay otra manera de hacerlo que evita expresarlo en términos variables, ya que hacerlo

de esa manera, teniendo en cuenta la fluctuación -en ocasiones se tomaría todo y en otras poquito- llevaría a que la expresión por unidad de metro cúbico fuera tan alta que desestimularía su uso.

En realidad, el negocio que se planteaba no era ese, sino que alguien construyera la regasificadora, con recepción, con escollera, muelle, lo que hay que pagar, se use o no. Entonces, cuando se mira hacia el sector eléctrico, teniendo en cuenta ese escenario, para saber cuál será el efecto de contar con gas, en la cuenta no se incluyen todos esos costos, sino el precio del gas que se compra.

Entonces, ante la hipótesis de contar con gas, debo pensar: "Si tengo gas, ¿qué me pasa? ¿Si tengo que hacer frente a la regasificadora, que ocurre?" En realidad, hablamos de un costo hundido. Aclaro que estoy simulando, que no es una decisión; pensemos que ya lo tuve en cuenta, que dije que sí; entonces, tengo que pensar cómo lo uso. Y de ahí saco un uso que es el mejor que puedo simular para el sector eléctrico.

Por otro lado -voy a plantear otro escenario-, si no tengo gas, por supuesto, no tengo que pagar nada por la regasificadora, aunque sí por el combustible líquido común, es decir, gasoil y fuel oil. Entonces, teniendo en cuenta esa hipótesis, hago las mismas simulaciones y evaluaciones con respecto a cómo puedo obtener un uso óptimo de mis recursos, a lo largo de quince años, pero sin gas. Hago las diferencias -que tienen una cantidad de hipótesis, como la demanda, el precio del combustible, etcétera- y veo qué beneficio obtendría. Entonces, digo: ¿Qué haría con este beneficio? Y bueno, este beneficio sería el que me permitiría ver si pago o no la instalación de la regasificación, y por eso no meto la tarifa en la cuenta. Esa es la forma de encarar el análisis; no tiene otra razón.

SEÑOR VARELA NESTIER (Carlos).- En primer lugar, quiero agradecer la calidad de la información que nos están dando; a muchos de nosotros nos están ilustrando en algunos aspectos, lo que complementará -en el largo trabajo que vamos a tener- la información que necesitamos conocer para tomar decisiones.

Se ha mencionado permanentemente, como un actor ausente o presente, a la República Argentina. En tal sentido, quisiera hacer una pregunta; no sé si están en condiciones de responderla, pero teniendo en cuenta que son funcionarios de UTE, creo que tienen experiencia en esto.

Evidentemente, la presencia, o no, de Argentina responde a muchas variables e hipótesis. Una también tiene que ver con la relación política entre los países, que en su momento no fue muy clara; no siempre lo es.

Sin embargo, la experiencia que tenemos algunos de nosotros por integrar la Comisión de Industria, Energía y Minería -esa es la pregunta-, es que a pesar de las diferentes vicisitudes que hemos vivido en la relación de ambos países -inclusive, hubo momentos muy duros-, la relación de compra venta de energía con Argentina siempre fue muy fluida.

Por tanto, si un país, Argentina o Uruguay, demandan energía -por diferentes razones-, esa situación parecería sobreponerse a posibles o eventuales crisis políticas o de mal relacionamiento. Parece que el mercado eléctrico estuvo ausente de esas presiones.

Hago esta consulta porque se manejó que tal vez Argentina no fuera un cliente seguro debido a posibles malas relaciones entre los gobiernos. Sin embargo, me parece que eso quedó siempre como un aspecto secundario y que se priorizaron las necesidades del mercado energético.

Lo que quiero saber es si ustedes tienen elementos como para saber si la relación, efectivamente, fue fluida, aún durante los años en que estuvieron cortados los puentes.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Efectivamente, creo que ese tipo de consideración a nivel del sector eléctrico ha estado presente en las definiciones de las autoridades. En particular, teniendo en cuenta la experiencia de Salto Grande y los intercambios de energía eléctrica realizados a través de la interconexión que generó las central de Salto Grande de 500 kw.

En realidad, estos intercambios no solo se han mantenido a lo largo de los últimos treinta años sino que, además, han tenido la particularidad de ser bidireccionales. O sea que la experiencia global ha sido buena, vendiendo y comprando.

Además, teniendo en cuenta el período transcurrido, podemos decir que el uso no fue más en un sentido que en otro. Inclusive, en ciertos momentos de la historia, Uruguay tuvo que apoyarse en el sector argentino e, inclusive, lo usó de manera muy novedosa para interconectarse con el sistema eléctrico de Brasil, cuando nosotros todavía no teníamos una interconexión potente como la que actualmente tenemos entre Melo y Candiota; en ese entonces, se traía hasta usando el sistema argentino. O sea que hasta hubo desarrollos bastante novedosos de formas de intercambio que se dieron en el correr de todos estos años. Esto que estoy mencionando ocurrió en los años 2005 y 2008; hubo intercambio de energía, inclusive, de a tres países. Es decir que la experiencia fue buena en el sentido de que nos tocó a nosotros. Pero, a lo largo de la historia, también nos tocó venderle a Argentina cantidades muy importantes. En años como 1992, en el que nosotros tuvimos buena hidraulicidad, y en Argentina hubo un período de menor disponibilidad de energía, Uruguay le vendió decenas de millones de dólares por año. Y eso ocurrió a lo largo de una historia -que ya suma más de treinta años- con lo cual, a nivel técnico, uno podría decir que la experiencia de intercambio de nivel de energía con Argentina no ha sido mala.

A nivel de gas natural -que, en particular, es el motivo de este tema-, UTE, como empresa, también evaluó este tipo de vínculo cuando en los años 2000 decidió participar en el desarrollo de dos gasoductos que vinculan el sistema gasífero argentino con Uruguay: uno, el que cruza Paysandú, en la zona de Casa Blanca y, otro, el Cruz del Sur, que cruza por el Río de la Plata, entra por Colonia y llega hasta Montevideo. UTE fue participante en ambos casos, una vez más viendo cómo el gas para el sector eléctrico tenía potencialidad, tenía interés. Claro que el interés se concreta o no en la medida en que se logren los contratos y las condiciones que ambas partes de la contratación puedan ejecutar. Pero UTE ha participado, tanto en energía eléctrica como en gas, con Argentina. Luego, en este caso del gas natural, Argentina tuvo un cambio rotundo en los años 2002 a 2004, cuando antes tenía un perfil exportador neto. Chile, por ejemplo, desarrolló contratos por 20.000.000 de metros cúbicos por día, y quedó sin suministro. Brasil desarrolló

una central de generación de ciclo combinada en Uruguayana que solo consumía gas provisto de Argentina, y se quedó sin gas de Argentina, y Uruguay también. Entonces, cada país, ante esa situación inesperada, tuvo que hacer alguna vinculación, pero en energía eléctrica siguió fluyendo en ambos sentidos, que fue un elemento que crea una diferencia.

SEÑOR BATTISTONI (Julio).- Hay una cuestión que también me parece importante señalar: el gas como un energético, de los que se llama firme, es decir, el energético que cuando es necesario disponer de energía, está.

El energético que nosotros teníamos en gran parte y también en el mundo, era el petróleo. Me parece que hay algunos aspectos que ha hecho la explosión tecnológica -que, inclusive, el ingeniero Ruchansky mencionó-, y es que en estos últimos tiempos el comercio del gas natural licuado estuvo acompañado, en los precios, también del desarrollo impresionante de la tecnología de traslado. Recuerdo que en los años 2000 a 2005 se hablaba de gasoductos atravesando América Latina o, inclusive, atravesando Asia. De eso ya no se habla, entre otras cosas, porque las guerras en Asia han ayudado para que los gasoductos fueran inviables y, de alguna manera, debió resolverse el comercio del gas con la tecnología de licuarlo.

Pero creo que hay un aspecto que también es importante, y es lo que significa desde el punto de vista de usar un hidrocarburo para la energía firme que es gaseoso, que tiene grandes ventajas técnicas desde el punto de vista de lo que es la combustión en sí mismo y, por lo tanto, repercusiones importantes en las cuestiones medioambientales. Inclusive, hasta desde el punto de vista mecánico, porque un motor para gas siempre va a ser más sencillo que un motor que necesite una gasificación de un líquido.

En ese sentido, no sé si la División Planificación de Abastecimiento y Medio Ambiente de UTE estudia o estudió estos aspectos que afectan directamente algunos de los patrimonios de Uruguay, como es el desarrollo ambiental.

Muchas gracias a la delegación.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Efectivamente, además de los aspectos económicos que hemos estado conversando hasta el momento, hay otros aspectos que sí se tienen en cuenta, tanto desde el punto de vista ambiental como de desgaste o de mayor vida útil de una unidad térmica cuando utiliza gas natural versus un combustible líquido, por combustión más completa y más limpia del energético. Además, el gas natural no tiene NOX, uno de los contaminantes que se tratan de evitar. Por ejemplo, en una máquina térmica usando combustible líquido, una turbina o un motor, normalmente, requiere adicionarle un control de temperatura de combustión para evitar que genere emisiones de NOX. Por ejemplo, en el caso de UTE, cuando las unidades funcionan con combustible líquido, tanto en Punta del Tigre como los motores en la Central Batlle, tienen adicionados dispositivos para limitar la emisión de NOX. En caso de usar gas natural, no lo requiere y, por lo tanto, uno hasta evita costos variables de generación, porque el gas natural no tiene ese aporte de NOX en la combustión.

Diría que a nivel ambiental, en el proyecto de regasificación se han tenido en cuenta aspectos, tanto del desarrollo de las unidades del sector

eléctrico de UTE -que usan combustibles, sea líquido o gaseoso-, como del proyecto de regasificación, es decir, la terminal.

UTE participó en las primeras etapas de análisis de viabilidad ambiental para tratar de colaborar con la experiencia que ha desarrollado en otros campos. Precisamente, fue una contraparte muy activa de los primeros desarrollos hacia la obtención de una autorización ambiental previa. Luego, con la presencia de Gas Sayago, esa actividad ambiental, asociada al desarrollo de las instalaciones de regasificación o de la terminal de GNL, las tomó Gas Sayago a través de personal propio y de contrataciones complementarias. Pero lo que es interesante señalar es que en el caso de UTE, unido a la consideración ambiental de la combustión en el caso de combustibles, de hidrocarburos -líquidos o gaseosos-, otra característica que se ha buscado respecto a la firmeza que mencionaba el diputado Battistoni, es mantener un concepto de unidades que puedan usar bicombustible, es decir, tanto el gas natural, si se dispone de él, como el gasoil, si no se dispone. La idea es mantener el concepto de firmeza que está atrás de decir ¿cuándo despacho una central térmica? Cuando recursos tal vez más económicos y todavía más sustentables ambientalmente, como puede ser la eólica, la solar, la hidroeléctrica, no están presentes. Eso tengo que cubrirlo. Tengo que tratar de abastecer la demanda, y para que no sea únicamente con gas, las unidades que se han ido adquiriendo desde el año 2005 a la fecha -es decir, las unidades más nuevas de generación técnica, de respaldo-, son bicombustibles. Y en la parte de combustible líquido está pensado que tengan el control de emisiones de NOX cuando funcionen con gasoil. Eso está instalado en Punta del Tigre; es decir que existe. O sea que, en este caso, la firmeza se logra, además de usar un combustible líquido o gaseoso, en poder usar los dos, no uno o el otro.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Tengo algunas preguntas sobre los hechos más concretos, relacionados con todo el proceso que se siguió adelante, antes y después de la adjudicación, y antes o de cara a la firma del contrato. Empiezo con una pregunta sobre algo que sobrevolamos antes, que es la adjudicación a GNLS.

Para esta Comisión, para quiénes la hemos promovido y, particularmente para mí, que presenté la denuncia, ha resultado siempre muy llamativa la celeridad -así lo califico yo- con que esta obra, en su momento, se adjudicó. Seguimos buscando respuestas o elementos que nos permitan entender -si es posible hacerlo- que en un breve lapso -como dije hoy- de menos de treinta días, se haya tomado una decisión con relación a un tema de esta envergadura, y a cuatro ofertas técnicas complejas, no necesariamente coincidentes ellas desde el punto de vista técnico y que, además, como lo dijo el Directorio de UTE, en la resolución de adjudicación, ninguna de ellas era descartable técnicamente. A esto le agrego que, en su comparecencia, el ingeniero Casaravilla nos dio algunos elementos, a mi juicio, relevantes. Por ejemplo, nos confirmó que, si bien la apertura fue el 17, el día 19 de abril se hizo la presentación preliminar al equipo técnico en un hotel céntrico de la ciudad de Montevideo, donde el equipo técnico funcionaba; quiere decir que el estudio técnico empieza allí, el día 19 de abril.

También nos dijo el ingeniero Casaravilla que el día 2 de mayo, es decir, once o doce días después, el comité operativo de Gas Sayago, integrado por

UTE, Ancap y la Dirección Nacional de Energía, resolvió iniciar una negociación corta con una de las ofertas, con la que resultó adjudicataria. Quiere decir que ya había una decisión tomada; vamos a decirlo con meridiana claridad.

Me interesaría saber -y esto tal vez no sea tanto para la doctora Ramón, a quien después le vamos a preguntar por aspectos vinculados con el contrato-, desde el punto estrictamente técnico, de la evaluación técnica -fuera de lo técnico jurídico- de las ofertas ¿quién de los tres ingenieros que comparecen hoy, intervino? Si es que alguno lo hizo; no me quedó claro. Y quien haya intervenido si nos pueden decir, en esos diez o doce días, cómo se procesó esta decisión, porque para nosotros resulta bastante difícil entenderlo. Lo digo francamente porque, reitero, por más que hayan trabajado de sol a sol -no dudo que así lo hayan hecho-, entiendo que es un trabajo muy complejo. Sé que, además, en ese breve lapso también se recabaron opiniones externas que después pudieron ser tenidas más o menos en cuenta, en función de lo que aquí también se discute. Pero nos interesa mucho saber qué es lo que pasó entre el 19 de abril y el 2 de mayo, desde el punto de vista del análisis técnico de las ofertas y cómo se hizo para llegar tan rápidamente a una definición cuando, quienes algún pasaje por la Administración hemos tenido -yo integré inclusive el directorio de dos empresas públicas que no son la UTE- sabemos las dificultades que normalmente ofrece tomar una decisión para los propios servicios técnicos de proyectos de estas características y de obras de esta envergadura. Creo que esto no se resuelve simplemente diciendo: aquí estábamos en el derecho privado. No; la intervención de los técnicos, se supone que era igual en un caso que en el otro, más allá de que actuaran en el ámbito de UTE o en el ámbito del derecho privado, porque el trabajo que hacían se supone que desde el punto de vista técnico era el mismo y sin duda estaba pautado por el mismo rigor.

Esa es la primera pregunta que quería formular, porque los plazos se van acotando. Lo que en principio era un período de treinta días, cuando lo pusimos en la denuncia, y ya sabemos que no era de treinta sino que fue de diez, por lo menos en cuanto a llegar a la conclusión de que esta era la mejor oferta, porque supongo que si el comité operativo resolvió iniciar una negociación con Gaz de France, es porque obviamente ya tenía el aval del equipo técnico, que nunca entendí muy bien quiénes lo integraron. Aparentemente, lo integró todo el mundo, todas las empresas, todos los organismos públicos vinculados con esto, y muchas personas más, y el estudio Posadas, Posadas & Vecino, y otros asesores privados que se contrataron. Repito: la duda persiste en cuanto al afán de saber cómo fueron los hechos y cómo se hace para descartar en diez días tres ofertas técnicas de estas características y optar por una de ellas, cuando en realidad se conocen el día 19; porque lo anterior fue la precalificación, que es otra cosa. Ahí se evaluaron otros aspectos vinculados con los antecedentes, con la solvencia financiera, etcétera.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Hay distintos niveles de participación

Con relación a la fecha 2 de mayo, a ninguno de nosotros nos tocó participar en esa instancia, en esa coordinación. Lo que sí nos tocó fue que nos asignaran como participantes en distintos equipos paralelos. Esa fue la forma de estructurar Gas Sayago; ese fue un trabajo generado y liderado por Gas

Sayago, que era la convocante de la licitación. Al recibirse las ofertas, Gas Sayago preparó un análisis paralelo de aspectos técnicos, jurídicos o financieros que pudieran estar contenidos en las propuestas. Y también la posibilidad de un análisis económico comparativo que no se llegó a materializar luego porque en la comunicación de la gerencia de Gas Sayago a los distintos equipos técnicos que estábamos trabajando en ese ambiente del hotel, en Punta Carretas cerca del Club de Golf, se nos dijo que ya habían surgido del análisis técnico algunas características por las que los cuatro planes recibidos no eran viables a nivel técnico. Entonces, hubo equipos de trabajo paralelos; en particular, a nivel técnico fue el más numeroso, el técnico de análisis de los distintos componentes físicos de la propuesta, no el aspecto de la propuesta en términos comerciales o económicos -eso no lo tuvieron en consideración-; y ese aspecto físico tenía gente, una alta participación, del orden de veinte integrantes, provenientes de la Facultad de Ingeniería, de consultoras privadas especialistas en algunos de estos rubros marítimos, de Ancap, de UTE, del equipo de Gas Sayago, de la ANP. Lo que se conformó fue un equipo técnico numeroso de aspectos de infraestructura de las propuestas que, a su vez, pudo dividirse en especialidades. Había técnicos con especialidad marítima y otros con especialidad en la regasificación en cuanto a los intercambiadores de calor o la propuesta técnica que se hacía. Creo que ese fue el planteo para una búsqueda de trabajo paralelo y acelerar de esa forma los aspectos técnicos, mirando especialistas el proyecto en forma paralela. La ingeniera Abreu participó de ese equipo técnico del orden de veinte y creo que puede comentar algo sobre ese trabajo.

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Nosotros siempre miramos el proyecto desde el punto de vista del sector eléctrico, no somos especialistas.

Hacer una regasificadora incluye construir un puerto, una escollera, muelles, una cantidad de cosas en las que no somos especialistas. Nosotros somos especialistas en el sector eléctrico, por eso nuestra mirada siempre fue desde ese sector, viendo cómo podían impactar distintas decisiones sobre ese sector. Técnicamente, no somos especialistas en regasificación en sí. En regasificación está Gas Sayago; en temas de obra civil y de las escolleras, están la Facultad, la ANP y los consultores privados. Nuestra mirada siempre consistió en ver del lado eléctrico: cómo podían influir distintas características de la terminal y alertar. Nuestra especialidad no es esa otra.

SEÑORA ABREU (Noelia).- Espero ser clara, si no le pido a mis compañeros que me apoyen.

La evaluación técnica de las ofertas tiene un informe de fecha 13 de mayo, por eso nosotros no identificamos esa fecha del 2 como el comienzo de las negociaciones con GDF.

Se evaluaron las cuatro ofertas y se veía de entrada que a nivel de infraestructura portuaria tres eran básicamente prototipos. La propuesta de GDF Suez era de una escollera convencional con piedra cuya duración era del orden de unos cincuenta años y por lo tanto podría tener un importante valor residual al final del proyecto a transferir hacia el país. A eso se le dio mucho peso. Fueron jornadas de análisis de todas las propuestas bastante largas; yo, como integrante del equipo de UTE, miraba básicamente -estuve en el desarrollo de los requisitos particulares- que todas las propuestas cumplieran

con la disponibilidad, que las instalaciones de transferencia no nos pusieran barreras para los diferentes proveedores de GNL y que cumplieran los requisitos de eficiencia en cuanto a la emisión mínima que podían requerir. No era especialista, como dijo mi compañero, en infraestructura portuaria; para eso estaba la gente de Facultad de Ingeniería que rápidamente identificó que había un valor fuerte. El costo de la infraestructura portuaria de la escollera es del orden del 50% del costo del proyecto. Había un riesgo importante de aceptar prototipos, de ir por las otras tres propuestas. Por eso se focalizó el estudio básicamente. Si bien las otras propuestas cumplían los requisitos particulares en cuanto a tamaño de almacenamiento y eficiencia, tuvo un peso importante la propuesta de escollera que planteó GDF Suez.

SEÑOR PRESIDENTE.- Ustedes dicen que tres de las propuestas fueron prototipos. Quiero saber la diferencia entre una propuesta como la de GDF y un prototipo.

SEÑORA ABREU (Noelia).- La escollera de GDF es convencional; hay muchas en el mundo y ya está probado su funcionamiento; Ancap en La Teja tiene escolleras similares. Las otras propuestas eran estudios, prototipos, no estaban implementadas en ningún lugar, y tomar ese riesgo para la regasificadora, que iba a ser el único punto de entrada de GNL al país, era fuerte

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Prototipo implica eso: un proyecto que no fue ejecutado previamente.

Nosotros, como técnicos del sector eléctrico, no tenemos esa especialidad y tenemos que confiar en la Facultad, en asesores o en la Administración Nacional de Puertos. Y si nos dicen que cierto tipo de escollera es conveniente, clásica y las otras implican un riesgo, no tenemos más que aceptar, porque nosotros no somos ingenieros civiles ni marítimos. Esa fue, básicamente, la decisión

En ese aspecto no teníamos elementos técnicos como para decir "esto no cumple"; si la facultad, ANP o Ancap -que tenía experiencia en obras marítimas- nos decían que eso no era lo adecuado o tenía mucho riesgo, nosotros no teníamos elementos como para decir que no era así.

SEÑOR PRESIDENTE.- Entonces, lo que quieren decir es que teníamos tres modelajes teóricos y uno práctico; y había que tomar una opción entre tres proyectos teóricos y uno práctico que se adaptaba a los requisitos y tenía experiencia y respaldo atrás.

A nosotros se nos comunicó -no sé si ustedes lo saben- que una de las estrategias de negociación que se siguió fue mantener a los otros proyectos; aunque estaba definido casi con anticipación que esos prototipos no se iban a llevar a cabo, se mantuvieron hasta el final como una estrategia para que creyese que siempre estaban en competencia. Incluso se nos dijo que eso mejoró la oferta en algo así como US$ 100.000.000. ¿Ustedes están al tanto de eso?

SEÑORA ABREU (Noelia).- No estamos al tanto de esa estrategia de negociación, pero durante el período de la evaluación de ofertas intercambiamos preguntas con las otras tres ofertas. Lo que nos comunicaron -reitero que este no es un tema específico para mí- fue que cambiar el proyecto

o la propuesta de infraestructura portuaria con una mejora, tendría una demora que no estaba de acuerdo con los tiempos del proyecto.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Agradezco mucho las respuestas, son bien elocuentes.

Me gustaría saber, en la medida en que esta no es la especialidad de los técnicos de UTE -eso ha quedado claro-, quiénes intervenían por Gas Sayago además de la ingeniera Jara, porque me parece que ese testimonio puede llegar a ser muy relevante. Creo que allí estaba el ingeniero Ariel Álvarez -según la información que tengo-, que creo que era el jefe del proyecto o el gerente técnico. Creo que habría que invitarlos a la Comisión porque no podemos resolver este análisis en función de prototipos o proyectos convencionales ya que es bastante más complejo

Recuerdo haber planteado -soy abogado, pero uno en esto no tiene más remedio que preguntar sobre todas las materias- hace poco, en alguna de las últimas comparecencias, sobre la probabilidad vinculada con el rompeolas de determinado proyecto y se me decía que había una probabilidad de falla mayor en la oferta que resultó adjudicataria que en las otras. Este es un tema que tiene muchas aristas y va a ser muy interesante saber de parte de quienes intervinieron en nombre de Gas Sayago cuáles fueron los criterios técnicos que sustentaron esta recomendación. No sé si además del ingeniero Ariel Álvarez y de la ingeniera Jara participaron algunos otros técnicos; sería interesante convocarlos.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Al elaborar el informe técnico al que hacía referencia la ingeniera Abreu, estaban la ingeniera Verónica Lizarraga, actual gerenta general de Gas Sayago; Pedro de Aurrecoechea, los ingenieros Mario Botto y Jorge Ferreiro, que estaban trabajando para Gas Sayago -si bien eran originarios de Ancap-; el propio Ariel Álvarez, que ustedes mencionaron, y Mariana Correa, ingeniera civil, dedicada a la parte marítima portuaria, también era integrante de ese equipo de alrededor de veinte personas que mencionábamos antes.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Voy a referirme, entonces, a la etapa de la negociación para la firma del contrato y del contrato propiamente dicho.

Hay un expediente de la UTE que contiene informes suscritos por los funcionarios y gerentes -o exgerentes; no lo sé; les pido disculpas- que aquí comparecen. Uno de ellos está firmado por el ingeniero Mosto y, por supuesto, está el de la doctora Ramón, que es muy elocuente y al que me referiré después. Hay un tema técnico, más allá del jurídico, en el que me pierdo; por eso quiero preguntar al ingeniero Mosto al respecto.

Concretamente, en el informe del ingeniero Mosto, de fecha 18 de setiembre, hay una conclusión que dice así: "Los ajustes técnicos al contrato provendrían de instancias de negociación de detalle conducidas por Gas Sayago y si bien algunos de los ítems que se describen en el informe resultarían en una reducción de prestaciones, se estima sería posible mitigar parte de estos efectos a través de elementos aún no cerrados entre las partes". Para alguien absolutamente neófito en esta materia como yo es muy difícil saber a qué se está haciendo referencia cuando se habla de reducción de

prestaciones o de mitigar efectos. Por eso solicito al ingeniero Mosto que nos explique esto. Supongo que tendrá presente lo que estoy mencionando.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Supongo que el diputado se refiere al informe del 18 de setiembre del año 2013.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Sí; del año 2013.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- Esto fue posterior a la decisión del Directorio de UTE de adjudicar, en la etapa previa al desarrollo contractual. Naturalmente, nuestra participación no fue jurídica porque no es nuestra especialidad, pero recordarán que el contrato tenía más de veinte anexos. Entre ellos había anexos técnicos, por ejemplo, relativos a cómo se asignan los riesgos en caso de que se produzca un daño cuando un buque llega a descargar. Si un buque llega a descargar y tiene un accidente que daña instalaciones ¿a quién le corresponde asumir el riesgo de ese accidente? Esa es una parte del contrato que no hacía al desarrollo de las instalaciones, sino que refería a cuando esto ya estuviera operando y hubiera abastecimiento de gas periódico a las instalaciones. Ese anexo -creo que es el Anexo 16- es uno de los que miramos nosotros. Otros anexos hacen a cómo se nomina, es decir, al proceso de nominación de gas, con qué anticipación debían avisar las partes qué volumen iban a tomar en todo el año siguiente, día por día de todo el año siguiente. En varios de estos anexos técnicos -que fue en lo que nos tocó trabajar a la fecha que el señor diputado menciona- llegamos a la misma consideración que hacía el ingeniero Briglia hace unos minutos. ¿Desde qué punto de vista analizábamos esto? Desde lo técnico, no desde una especialidad marítima o de navegación, de buques. Lo que buscábamos era evitar que la asunción de compromisos al momento de cerrar esos anexos técnicos implicara, por ejemplo, una reducción de proveedores dispuestos a entregar gas bajo esas condiciones. Esa era la preocupación no legal, sino técnica, ingenieril o económica: que un anexo técnico no actuara como posterior barrera a la entrega. Esa es la disminución potencial que considerábamos.

Lo que hicimos con respecto a varios de esos anexos a la fecha que el señor diputado menciona fue pedir que para la firma del contrato en cada uno de estos anexos técnicos -por ejemplo, en el 16, que mencioné, en el 23 o en el 9- se incorporara un encabezado que dijera que lo que estaba reseñado quedaba sujeto a que la industria del gas natural licuado lo considerara algo típico, asumible. Si luego se identificara que esas condiciones que se estaban incorporando actuaban como limitación, sería revisable. Esa fue nuestra labor técnica: alertar que posibles anexos técnicos no actuaran de futura limitante. Se trataba de evitar, por ejemplo, que si había que hacer contratos con proveedores, estos no dijeran: "En las condiciones que establece el Anexo 16, que me asigna responsabilidad, no me conviene" o "El precio aumenta debido a eso". De manera que pusimos una alerta a nivel técnico, que es la que el diputado Abdala mencionaba.

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Básicamente, tanto en la etapa de de adjudicación como en la de contrato, nuestra función era mirar la cadena completa del GNL, es decir, la compra de GNL, la regasificadora y, después, la utilización en el sector eléctrico. Veíamos toda la cadena, no solo la regasificadora. Siempre miramos el proyecto de esa manera, considerando cómo cada decisión que se tomara en la regasificadora podía limitar luego la

compra de GNL o influir en la necesidad de restricciones en la utilización de gas natural en el sector eléctrico; la idea era tratar de bajar los costos de toda la cadena. Así lo encaramos. Cualquier barrera a la entrada implicaba disminución de proveedores y un posible sobrecosto. Esa fue nuestra mirada.

Entre la regasificadora y el gas natural licuado que se usa, la regasificadora es el costo menor del proyecto y lo más importante es el gas natural. Entonces, lo importante era que la regasificadora no introdujera restricciones al futuro desarrollo del proyecto.

SEÑOR PRESIDENTE.- Quiero saber si entendí bien. La idea era no poner exigencias que no fuera posible cumplir.

SEÑOR BRIGLIA (Enrique).- Sí, claro. No había que poner condiciones que luego llevara a que los proveedores no quisieran entregar en esa terminal o aumentaran los precios.

SEÑOR MOSTO (Pablo).- En ese sentido, en el informe citado por el diputado Abdala identificábamos que había formas temporales de mitigar estas cuestiones. Hablamos de "temporales" en el sentido de diferir el cierre, por ejemplo, de disposiciones técnicas contenidas en los anexos, hasta tanto se cerraran los eventuales acuerdos de provisión del gas natural licuado. Considerábamos esto como una forma de mitigar, en setiembre de ese año, cuando se estaba mirando el contrato. Esa era la recomendación: ver la posibilidad de mitigarlo, difiriendo la asunción del compromiso. Por eso, en algunos encabezados de anexos se agregó que quedaría supeditado a que fuera aceptable por parte de los proveedores.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Paso a los aspectos estrictamente jurídicos.

Tengo el informe de la doctora Ramón. Por supuesto, yo no soy quién para juzgarlo; soy apenas un abogado, pero Alcanza con serlo -y tal vez no sea necesario- para leerlo y darse cuenta de la solidez con la que está redactado desde el punto de vista jurídico.

Algo de esto conversamos -lo habrán leído en la versión taquigráfica- cuando compareció el Directorio, acompañado por el gerente de la Asesoría Técnico Jurídica de UTE, el doctor Alem.

En la elevación que del doctor Alem al Directorio hace referencia a algunos aspectos del informe de la doctora Ramón. Consigna que la doctora Ramón hace salvedades en cuanto al desarrollo de la negociación. Dice: "Especialmente surge de los mismos, sobre todo del informe de la doctora Ramón" -porque acá habla del informe de la doctora Ramón y del informe del estudio Posadas- "los riesgos que se asumen de decidirse la suscripción". Después, en un numeral posterior, entre esos riesgos destaca que se ha acotado la responsabilidad del contratante y que la vigencia del contrato queda condicionada a la obtención del permiso ambiental antes del 30 de octubre. Eso es importante, pero no es el meollo de lo que queremos consultar ahora.

En las conclusiones del informe Ramón -lo tengo aquí; lo tenemos todos los legisladores- se señala: "Se ha trabajado tomando como punto de partida el modelo de contrato incorporado en las bases, el cual a efectos de asegurar la participación de la mayor cantidad de oferentes posibles, reduciendo los tiempos de ejecución de las obras sin que ello impactara significativamente en

los costos, delineó un escenario en el cual Gas Sayago" -esto es lo más importante- "asumía buena parte de los riesgos contractuales". También se señala: "El modelo de contrato analizado constituye parte de un proyecto sumamente complejo" y demás. No quiero ser arbitrario a la hora de las citas.

Para empezar, como primera consulta, más allá de lo que está escrito, pediría un comentario a la doctora Ramón con relación a esto y algún elemento adicional que, eventualmente, nos permita entender mejor estos aspectos.

Luego haré alguna consulta específica sobre otra cuestión que surge del informe, de la parte más sustantiva.

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- En primer lugar, cuando se hace la convocatoria, la estructura contractual que se propone es la BOOT, vale decir, el contratista debe construir, ser el propietario, operar y posteriormente transferir las instalaciones al contratante. En ese contexto, se pidió que el contratista también aportara el financiamiento para el proyecto y se estableció que los ingresos que el contratista percibiría por la obra aparecerían recién en el momento en que estuvieran terminadas las instalaciones portuarias, la escollera, en fin, la propuesta técnica que resultara y se empezara a regasificar. Esto es, el contratista debía obtener financiamiento y costear durante todo el período la realización de obras y recibiría ingresos a partir del proyecto un tiempo importante después.

Dado que eso podía impactar muy fuertemente en los costos del proyecto, se trabajó en un escenario en el cual Gas Sayago absorbía los riesgos que entendía podía manejar, de modo de quitarlos del contratista. A eso me refiero cuando digo que se trabajó en un escenario en el cual Gas Sayago asumía buena parte de los riesgos para evitar un encarecimiento y, a su vez, potenciar la mayor cantidad de postulantes posibles al procedimiento.

Lo que ocurrió después fue que al momento de presentar las ofertas, GDF Suez condicionó su oferta a que se hiciera bajo el lineamiento de un *project finance*, vale decir, que existiera una sociedad de proyecto específico que llevara adelante el proyecto y que, a su vez, los financiadores tuvieran determinados derechos o prerrogativas en el marco del contrato que garantizaran, en primer lugar, el retorno del préstamo que otorgaron. Ese condicionamiento se aceptó. De hecho, se entendió por parte de Gas Sayago que era adecuado y lógico. Al aceptar el condicionamiento quedó claro que la estructura del contrato reflejaba el *project finance*.

En el momento de la convocatoria también se definió que el plazo para ejecutar el contrato se empezaría a contar desde el momento en que se obtuviera la autorización ambiental previa. O sea, todos los oferentes realizaron su propuesta sin tomar en cuenta el riesgo de una no obtención de autorización ambiental o de un sobrecosto para hacer frente a las medidas de mitigación que la autoridad ambiental pidiera. En el transcurso del análisis de la propuesta y de la negociación se planteó a los postulantes que, en realidad, se necesitaba que las obras se iniciaran antes o que hubiera preparativos anteriores. Para el contratista, eso implicó un riesgo que consideró determinante en el sentido de que no era posible gestionar y obtener financiamiento de un proyecto ante la duda importante de que no se obtuviera una autorización ambiental o que, de obtenerse, encareciera tanto el proyecto que lo hiciera inviable o no rentable. Todos esos elementos incidieron para que del modelo de contrato que se había

propuesto se avanzara a una estructura en la cual ese riesgo que advertía el contratista fuera asumido por Gas Sayago de forma tal que no se modificara el precio o que, inclusive, se pudiera negociar alguna reducción del precio con el contratista.

Hay algunos riesgos adicionales que aparecieron en el contrato debido a esta modalidad que fuimos tratando de mitigar o de eliminar con algunas medidas alternativas hasta el margen de lo posible. Por eso, habrá leído que en el informe se dice que es la mejor estructura a la que se pudo llegar en el marco de una negociación extensa y muy compleja en la que no solo participaba el contratista y sus técnicos sino, además, los financiadores, en un equilibrio muy delicado entre el beneficio del proyecto y su viabilidad o la no ejecución o el fracaso en ese momento.

¿Qué indica el hecho de que sea una estructura *project finance*? Que el financiador pide que el beneficio del proyecto o el retorno del préstamo que da surja del proyecto, y no hay bienes de la contratista que respalden ese flujo de ingresos. O sea, se constituye una sociedad de proyecto específico -así se hizo-, y esa sociedad es la que lleva adelante el proyecto. Todos los ingresos o beneficios del proyecto van, en primer lugar, a la institución financiera, al banco que hizo el préstamo. Esa sociedad, entonces, no puede tener otra actividad ni cuenta con el respaldo de otros bienes de la contratista. Por esa razón, GDF plantea que el contrato lo va a firmar una sociedad de proyecto específico, de la cual GDF Suez es propietaria de las acciones en un 50%. No estaba prohibido en el pliego de la contratación. Es más: en ese pliego se decía que se iba a aceptar que la contratista cediera el contrato siempre y cuando el cesionario tuviera por lo menos un 25% del paquete accionario. En ese caso se cumplía porque GDF mantenía el 50%.

Entonces, había dos riesgos: el económico y el técnico. Ante la imposibilidad de decir: "No aceptamos la estructura *project finance* ni la cesión", se vieron las formas de mitigar en el contrato esos dos riesgos. Una de las formas de mitigar el riesgo técnico fue con un documento de GDF Suez, desde la matriz, brindando un respaldo. Desde el punto de vista económico, se trabajó por la vía de limitar la responsabilidad máxima en la cual podía incurrir tanto la contratista como el Estado uruguayo como contratante. Entonces, se delineó un escenario en el cual ninguna de las dos partes iba a abonar a la otra por ningún daño o perjuicio que se le causara un monto superior a los US$ 100.000.000. Además, se pidió a la contratista que constituyera una garantía por ese monto total. De esa forma, se disminuyó el riesgo económico que podría surgir de no contar -más que en un 50%- con el respaldo de la matriz.

En el mismo sentido, el otro punto que los financiadores toman fue la cesión del contrato, algo que debe estar aceptado al momento en que se firma. Por eso, el contrato tiene dos cláusulas divergentes en cuanto a si la cesión del contrato la quiere hacer Gas Sayago -en ese caso, sería casi el régimen general: la otra parte tiene que decir que está de acuerdo aunque se ceda- o si se opera desde la contratista hacia las entidades financieras, que es la que desde ya se aceptó. ¿Por qué? Porque los bancos piden que en caso de incumplimiento o de riesgo del proyecto, ellos puedan hacerse cargo del contrato, es decir, entrar en lugar de la contratista y cumplir, ya sea buscando otra empresa que pudiera hacerse cargo del trabajo o compensando

económicamente. Entonces, para hacer válida esa herramienta se exige que en el contrato -ya desde el inicio- se acepte la cesión. Ese es otro de los riesgos. Yo voy a saber que, en caso de incumplimiento del contratista y antes de ir a un escenario de rescisión del contrato, hay que dar la chance a la entidad financiadora de que subsane el incumplimiento sustituyendo a la contratista con una empresa solvente que contara con el visto bueno o que fuera considerada como tal por Gas Sayago.

El *project finance* implica una estructura de contratos coaligados. Se escapa un poco del esquema tradicional de que las partes se comprometen por el objeto del contrato. Además, la ejecución del contrato es lo que puede dar lugar a una rescisión o a un incumplimiento. En el *project finance* hay múltiples contratos cuyos incumplimientos cruzados pueden impactar en los demás. Entonces, esa estructura -que implica una intervención muy grande de los financiadores-, de alguna manera condicionó el modelo contractual. Ese enjambre de contratos coaligados fue lo que nosotros advertimos que debía tenerse muy presente.

Supongamos un escenario en que el contratista cumplía con la ejecución de la obra pero, a su vez, tenía eventualmente un atraso o un incumplimiento con la entidad financiadora. En tal caso, la entidad financiadora podía intervenir en el marco de ese contrato aunque, visto desde nuestra parte, no había un incumplimiento formal; lo había con los financiadores y ellos tenían el derecho de intervenir, pedir los créditos y cobrar. Además, involucraba un *time charter party*, que era el contrato de arrendamiento del buque. Debimos ser muy insistentes para obtener el texto porque entendíamos que era medular. El contrato de arrendamiento del buque regasificador impactaba necesariamente en la estabilidad que teníamos.

En base a todo esto, a la discusión con los financiadores y a intentar que el precio y que los costos del proyecto no se dispararan, llegamos a esa estructura. Tan complejo era el seguimiento que tuvimos situaciones como las que vimos de incumplimiento de subcontratos con GNLS y su impacto en la obra. A eso apuntamos en el resumen del informe.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Por supuesto, vamos a releer toda esta información porque es compleja desde el punto de vista de la comprensión jurídica; lo digo con absoluta humildad. No es un análisis lineal desde el punto de vista de un proceso licitatorio típico. Sin perjuicio de ello, quiero hacer algunas preguntas.

En la cesión de derechos -la doctora explicó por qué razón era necesario consentirla de antemano-, lo que impacta bastante de la lectura de la cláusula respectiva -creo que es la 33- es que ya no solo no haya aprobación previa del contratante -es decir, Gas Sayago-, sino que ni siquiera haya conocimiento o notificación; por lo menos no lo dice a texto expreso el contrato.

Por otra parte, me interesaría preguntar sobre el condicionamiento en cuanto a que la autorización ambiental estuviera vigente antes del 30 de octubre. ¿A qué razón respondió eso? Fue una condición que puso la contraparte, está claro. ¿Qué consecuencia hubiera existido si esa condición no se hubiera cumplido, es decir, si la autorización ambiental -otro aspecto de debate y de polémica en el ámbito de esta comisión; dentro de poco estará el exdirector de medio ambiente aquí- no se hubiese otorgado antes del 30 de

octubre? ¿Qué consecuencias hubiese habido? ¿La rescisión lisa y llana del contrato o alguna consecuencia ulterior? ¿Por qué razón se manejó un plazo tan perentorio? Si estamos hablando de un contrato que se firmó a mediados de setiembre, el 30 de octubre estaba muy cerca y allí fue donde se ambientó toda esa polémica sobre si se ejercieron o no presiones. Eso lo veremos porque es uno de los aspectos que hay que investigar.

El doctor Alem sostuvo que si todo este relato que la doctora acaba de formular se hubiera hecho en el marco del derecho público, se hubiese declarado la nulidad del contrato o de la licitación. Lo digo, sobre todo, pensando en términos de lo que uno advierte es una teórica o posible modificación de las ofertas, alteración de las bases, etcétera. Mi pregunta es si comparte ese juicio.

Con relación a su informe y a algunos de los contenidos, tengo una pregunta que tiene que ver con la forma de resolver el aprovisionamiento de la materia prima, del gas natural líquido. La doctora Ethel Ramón establece con mucha claridad que el proveedor tendrá que recibir el gas natural líquido que Gas Sayago le proporcione dentro de las especificaciones técnicas, etcétera. Después, la doctora pone en negrita -por alguna razón- que Gas Sayago indemnizará al proveedor -a GNLS- por cualquier reclamo, cargo, penalidad o costo que sufra por este concepto siempre que el proveedor no haya actuado con dolo o culpa grave. Da la sensación de que salvo mala fe o mala intención de parte de la contraparte, hay un riesgo muy grande para Gas Sayago a la hora del suministro de la materia prima. Parece desprenderse eso; lo dejo como una pregunta.

Después -también señalado en negrita-, dice que el proveedor podrá rechazar un cargamento de gas natural licuado si el contrato de indemnización o los seguros no se encuentran vigentes. Que los seguros sean una condición necesaria e imperiosa parece claro en cualquier actividad, sobre todo de estas características. Llama la atención la vigencia del contrato de indemnización. Parece una especie de sobreprotección a la posición de la contraparte, que no pierde sus derechos aunque un contrato de indemnización no esté vigente.

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- Con respecto a la cesión de derechos, es exigencia de las entidades financiadoras que ya esté establecida en el contrato y que opere, cuando mucho, con una notificación. En este caso, ya de antemano estaba consentida y operaba aún sin notificación; eso fue lo que se acordó.

¿Por qué la fecha del 30 de octubre de 2013 para la autorización ambiental previa? La contratista había tomado en cuenta que el plazo del contrato empezaba con la obtención de la autorización ambiental previa; la obra debía empezar antes. A su vez, había subcontratos y acuerdos que tenía que negociar, cerrar o acordar. La demora en un plazo mayor al 30 de octubre podía condicionar los precios y era imposible que la contratista mantuviera la oferta. El plazo, además, era exiguo porque se mantenía la fecha en la que se había exigido que estuviera pronta la terminal y que estuviera disponible para prestar los servicios de regasificación. Por lo tanto, había dos elementos a tomar en cuenta: que el contratista necesitara una fecha cierta a partir de la cual pudiera desvincularse de todo compromiso y que no mantuviese su oferta por no contar con la autorización ambiental previa, o que se pudiera cumplir

-aún con una autorización ambiental- con la fecha prevista para el inicio de los servicios contractuales. Esos fueron los dos elementos que pesaron para la determinación de la fecha. Se discutió y esa fue una fecha de mutuo acuerdo. Entre Gas Sayago y la contratista se entendió que era razonable para luego esperar la autorización ambiental previa. Si no se obtenía la autorización, si la obtención era sumamente onerosa o implicaba recargos para las partes que hacían inviable el proyecto, Gas Sayago debía reembolsar los gastos que en los actos previos de preparación para el cumplimiento del contrato hubiera incurrido la contratista. Ese era el efecto: rescisión del contrato y compensación de los gastos.

Por otra parte, la contratista había asumido el compromiso de que esos gastos nunca iban a superar los US$ 20.000.000; ese era el máximo a compensar por todo concepto en caso de rescisión por la no obtención de la autorización o la obtención después de la fecha.

En cuanto a la pregunta de si hubiera terminado en anulación este procedimiento de negociación o modificación de oferta si se hubiera dado en el ámbito del derecho público, lo que me corresponde decir es que en el ámbito del derecho público una dinámica como esta no es posible. Allí, el pliego sí habría sido de cumplimiento estricto o de cumplimiento en lo sustancial estricto. El condicionamiento de ofertas no habría podido ocurrir, y la modificación de aspectos sustanciales, tampoco

Pero, entiendo que desde el inicio estábamos en una licitación internacional de derecho privado. O sea, esta estructura y estas condiciones en derecho público eran inviables.

Creo que el instrumento Gas Sayago, además de tener una especialización técnica que justificaba su existencia, otorgaba la posibilidad de efectuar estas negociaciones, que se entendían imprescindibles en un ámbito en el cual se necesita mucha flexibilidad, condiciones que no tenían las empresas públicas.

En lo que respecta al aprovisionamiento -es uno de los temas que veíamos difíciles-, se pedía la suscripción de un contrato de indemnidad con eventuales proveedores. Esto condicionaba a que esos proveedores suscribieran ese contrato y, de no hacerlo, no era posible la compra de gas natural. Salvo en el caso de que existiera efectivamente culpa grave del proveedor, en todos los demás casos correspondía la compensación por parte de Gas Sayago. Es así. Esa interpretación es correcta.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- Con relación al financiamiento en las dos modalidades, en la Boot y en la *project finance*, quisiera saber en qué etapa se supone que el proveedor, la contraparte -de GNLS en este caso-, debía tener resuelto el financiamiento acordado y dispuesto.

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- Normalmente, el financiamiento se cierra después de que cuentan con la comunicación de que se le adjudica la propuesta. Es allí donde empieza la etapa de negociación con los financiadores. En este caso, los financiadores participaron de buena parte de las reuniones que se hicieron mientras se discutía el contrato.

SEÑOR ABDALA (Pablo).- ¿Hay una fecha cierta?

SEÑORA RAMÓN (Ethel).- No hay una fecha cierta. Es más, aun en los casos en que se han hecho licitaciones en los organismos públicos, por ejemplo, para el caso de los parques eólicos, una vez que se le comunica al proveedor que ha sido aceptada y se le adjudica la contratación, recién empieza el proceso de *project finance*, que supone además todo un *due diligence* y aceptación de las condiciones. Por lo general, el contratista avisa con anticipación que esa es la modalidad elegida. Se sabe que hay unos tiempos de negociación con los financiadores que hay que tomar en cuenta dentro de los plazos de ejecución de las obras.

SEÑOR PRESIDENTE.- Fue una jornada intensa y muy provechosa para todas las partes.

Agradecemos su visita.

Se levanta la sesión.

(Es la hora 17 y 30)